



Vindmøllers økonomi

Nielsen, Per; Lemming, Jørgen Kjærgaard; Morthorst, Poul Erik; Clausen, Niels-Erik; Lawaetz, Henrik; Lindboe, Hans Henrik; James-Smith, Edward; Bang, Niels Christian; Strøm, Sune; Larsen, Jørn

Publication date:
2010

Document Version
Publisher's PDF, also known as Version of record

[Link back to DTU Orbit](#)

Citation (APA):
Nielsen, P., Lemming, J. K., Morthorst, P. E., Clausen, N-E., Lawaetz, H., Lindboe, H. H., James-Smith, E., Bang, N. C., Strøm, S., & Larsen, J. (2010). *Vindmøllers økonomi*. EMD International A/S.

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.



Vindmøllers Økonomi



Per Nielsen m.fl.

UEDP projekt 33033-0196

Februar 2010

Projektgruppe:

EMD International; Per Nielsen (projektleder)

Risø, Jørgen Lemming, Poul Erik Morthorst, Niels Erik Clausen, Henrik Lawetz

EA analyse, Hans Henrik Lindboe, Edward James-Smith, Niels Christian Bang

Vindmølleindustrien, Sune Strøm

Danmarks Vindmølleforening, Jørn Larsen

Finansiering:

Projektomkostning, 2.3 mio. kr

Energistyrelsen, EUDP; 1.75 mio. kr (75%)

Projektgruppe, egenfinansiering; 0.56 mio. kr (25%)

Projektperiode:

Jan.07-dec.09

Sidetæl: 86

Tryk: Uni-Print, AAU

Note: Ved redaktionens afslutning primo februar 2010 har vi konstateret, at der synes at være "priskrigs" lignende tilstande på vindmøllemarkedet i Danmark. Det gør, at man pt. kan købe vindmøller, især "lagermodeller", til priser der ligger 5-10% under de priser, der præsenteres i projektet. Dette gælder dog nok primært for danske projekter og er næppe en blivende tilstand.

ISBN 978-87-993698-0-5

Indhold

UK-Summary	5
Opsummering	7
Driftsomkostninger	9
Datagrundlag, driftsomkostninger	9
Faktiske driftsomkostninger, analyser	11
Samlede omkostninger, øre/kWh	11
Opdelte omkostninger, kr/kW	13
Omkostningernes placerings afhængighed	17
Fremtidige driftsomkostninger	20
Sammenligning til Tyskland	22
En historie fra "de varme lande"	23
Driftsomkostninger i Zafarana	25
Etablerings omkostninger	25
Datagrundlag etableringsomkostninger	25
Forventede etableringsomkostninger, analyser	28
Projektpris onshore	32
Projektpris offshore	35
Prisudvikling for vindmøllen, ingeniørmæssig betragtning	39
Fuldladstilskuddets påvirkning af vindmøllevalg	43
Væsentligste forhold for vindmøllekøber ved møllevalg ud over pris:	43
Omkostninger pr. produceret kWh	44
Udvikling og opstilling af lærekurver for vindmøller	45
Produktionsomkostninger - råvarer	47
Stål	47
Lønomsomkostninger	49
Udvikling i vindmøllefabrikanternes rentabilitet	50
Større tårne og rotor	52
Andre råstoffer	54
Kvantificerede prisstigninger	54
Lærekurver	55
Konklusion vedr. lærekurve analyse	60
Risikopræmie	61
Introduktion	61
Risiko i vindmølleprojekter	62
Systematiske risici	62
Elafregningsrisiko	62
Landmøller	64
Renterisiko	65
Beregning af risikopræmie i havmølleprojekter	66
Projektspecifikke risici	68
Ressourcerisiko	68
Driftsrisiko	71
Konklusion	72

Appendiks 1: EMD/DV – databasen – internet adgang til indrapportering/infovisning.....	74
Beskrivelse af inddateringssystem/infovisning	74
Appendix 2: Data for the Danish energy technology catalogue	80

UK-Summary

This report provides a status on costs of wind energy projects at the end of 2009 including O&M costs based on statistics gathered from more than 250 operating turbines in Denmark with a capacity of 600 kW and up. The figures are applicable for Danish conditions; hence the findings of the project cannot be directly applied in other countries. The report contains data for both on- and offshore projects.

The main findings regarding actual costs as well as expected future costs are available in English in Appendix 2.

The index regulated price of turbines has increased by approx. 30% per MW over the past six years. It is, however, important to consider the change in size of a typical turbine in the same period. Larger rotors per MW as well as increased hub heights have increased production levels per installed MW. This has acted as a counterweight to increasing prices per installed MW. When costs per MWh are compared over the same period there has been no increase in production costs. However, for sites that cannot benefit from the larger turbines e.g. due to environmental impact reasons, the 30% cost increase is real. In the report, the results of a detailed cost calculator are presented, showing the effect of changes in specific power and hub height. See result below.

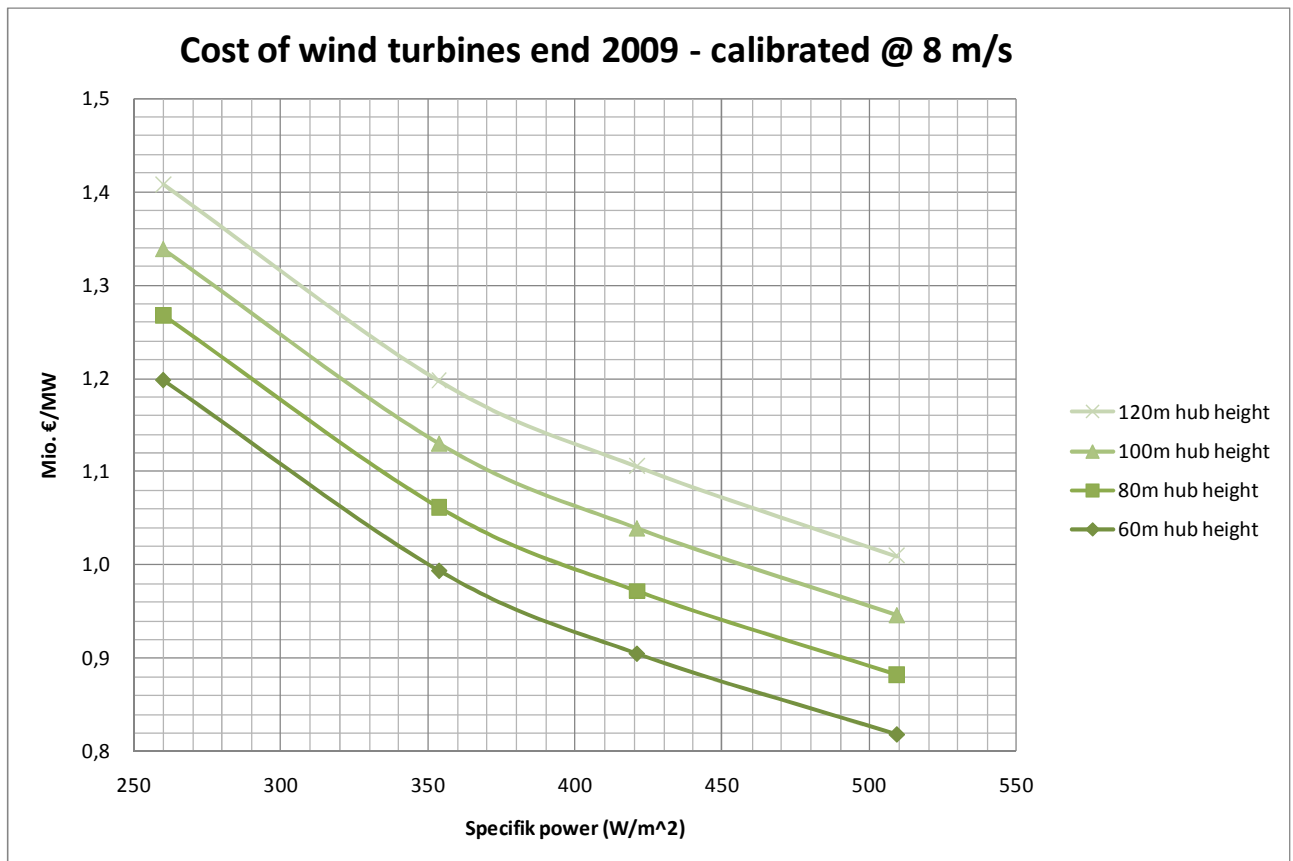


Figure 1. The cost of turbines for onshore projects in Denmark. Costs includes transport and installation, but not foundations, grid connection etc. (ex. BOP costs)

O&M costs have been investigated in detail based on a large sample of data from turbines with a capacity of 600 kW and up. Some of these have been in operation for up to 14 years. It has been discovered that many turbines have had gearbox problems after 7 to 10 years of operation, causing significant additional costs over and above the normal operating costs. The four main cost components of O&M costs

for wind turbines are repair, insurance, service agreement and administration/land rent. Each component represents around 25% of the total O&M costs. Expected lifetime average costs are round 1.2 €/kWh.

The expected cost of wind electricity has been calculated. This is not only determined by the local wind resource, but also by the type of investor. A private investor will require a shorter payback time to be able to finance the investment compared to large investors like utilities, who have better financial possibilities to secure long-term project financing. The raw production costs of wind power excluding risk factors and profit is calculated to be 3 to 5 €/kWh for Danish sites based on present turbine technology. To cover for additional costs private investors require a further 4-8 €/kWh to invest in wind production, depending on the local wind conditions. At present a private investor receives approx. 7 €/kWh in Denmark. Half of the income is subsidy (including CO₂ emission savings value), which is time limited to approx. 10 years (22,000 full load hours). The other half is free marked price, which is variable, with large variations recent 5 years.

The expected cost development for wind turbines has been calculated using learning curve theory. The result is an expected learning rate of 6.7% based on historical prices and the development of installed turbine capacity in Europe. In other words, each time the installed turbine capacity is doubled, the expected cost reduction will be 6.7%.

Finally, the risk premium for investments in wind power has been analyzed, and it is concluded that investors expect an additional return of approx. 5.5% on onshore projects and 6 to 7% on offshore projects on top of the return of a risk free investment. A risk free investment currently yields approx. 4% annually.

As part of the project, a web based system for reporting operating costs to a central database has been established at EMD International. This system is described in Appendix 1.

Opsummering

Denne rapport fokuserer primært på vindmølleøkonomi set ud fra danske placeringer. En væsentlig optimering af vindmøllekonstruktioner pt. går på at tilpasse konstruktionerne til aktuelle vind og klimaforhold, som kun varierer lidt i Danmark, hvorfor disse elementer ikke berøres nævneværdigt i denne rapport.

Det kan konstateres, at vindmøller er blevet væsentligt dyrere fra 2003-2009 pr. installeret MW – op mod 50%, dog "kun" ca. 30% når der korrigeres med nettoprisindekset. Dette er en uviklingstrend, som bryder med den mangeårige trend, hvor vindmøller er blevet billigere pr MW.

Det er dog væsentligt at pointere, at vindmøllernes energiproduktion pr. MW også er steget grundet større navhøjder og større rotordiameter pr. MW. Dette illustreres bedst med et eksempel:

år	Mølletype	kW	Rotor-diameter	Nav- højde	Speifik effekt	MWh/år ruhed 1.5	MWh/MW (fuldlast-h)	Vindhastighed, nav (m/s)
2003	V52-850	850	52	54	400	2.079	2.446	6,45
2008	SWT-2.3-93_Rev.1-2.300	2300	92,6	80	342	7.506	3.264	7,08
	Relativ (stigning)	271%	178%	148%	85%	361%	133%	110%

år	Mølletype	Mølle pris, året	Pris, indeks	Møllepris, indeks reg.	Møllepris pr. MW	Pr. MW, indeks reg.	Møllepris pr. MWh	Møllepris pr. MWh, indeks reg.
2003	V52-850	4,60	107,80	5,11	5,41	6,01	2,21	2,46
2008	SWT-2.3-93_Rev.1-2.300	18,50	119,70	18,50	8,04	8,04	2,46	2,46
	Relativ (stigning)				149%	134%	111%	100%

Figur 2 Priser for typiske vindmøller (i mio. DKR) hhv. 2003 og 2008. Det ses at prisen pr. MW er steget 49%, dog kun 34% når pris korrigeres med nettoprisindeks. Produktionen for en "god indland" placering (ruhedsklasse 1.5) er samtidig steget 33%; dels grundet 48% større navhøjde, dels grundet 15% større rotorareal pr MW. Alt i alt er prisen pr. produceret MWh således trods den store prisstigning status quo, når der pristalsreguleres. Men, dette forudsætter der er plads til den større vindmølle – en række placeringer vil have begrænsninger i højden grundet afstande til naboer og må derfor "nøjes" med den mindre vindmølle. For disse placeringer vil en stigning på omkring 30% såvel pr. MW som MWh (ud fra det kendskab vi har til V52 møllepris i 2008) være reel, da de ikke får "størrelses gevinsten" med.

Årsagerne til at vindmøllerne er blevet dyrere pr. MW de senere år kan dels findes i stigende materiale- og lønomkostninger, men i endnu højere grad som følge af møllernes større rotor og tårne pr. MW, som til gengæld også giver tilsvarende større ydelser. Sidst men ikke mindst er fabrikanternes dækningsbidrag øget, hvilket også var tiltrængt, da det faktisk var negativt omkring 2004-05. Om det er blevet "for stort" kan naturligvis altid diskuteres, men olieprisens voldsomme stigning ultimo 2005 og den efterfølgende store efterspørgsel på vindmøller årene efter har givet vindmøllefabrikanterne mulighed for at opjustere priserne. Finanskrisen fra slutningen af 2008 har til gengæld atter dæmpet prisstigningerne, så der vurderes ultimo 2009 at være "kostægte" priser, dog med et fornuftigt dækningsbidrag til fabrikanterne, der gør at vi vil have en stabil producent-branche også i årene fremover. Et yderligere prispres er naturligvis en mulighed, dels grundet kinesiske og koreanske aktørers indtræden på markedet, dels hvis finanskrisen fortsætter og lånemulighederne til vindmølleprojekter forbliver ringe.

Driftsomkostningerne konkluderes for projekter, der etableres ultimo 2009, at ligge i størrelsesordenen 8-10 øre/kWh som gennemsnit i en vindmølles levetid. Investeringsomkostningen er omkring 10 mio. kr/MW for et vindmølleprojekt, dog meget afhængig af hvor stort rotorareal pr. MW der er for den specifikke vindmølle, samt dennes navhøjde. Der er udviklet priskurver for vindmøller, der beskriver forventet pris som funktion af specifik effekt og navhøjde. For offshore projekter vurderes prisen at ligge omkring 20 mio. kr/MW, altså det dobbelte af onshore, men med et meget stort prisspænd afhængig af lokale projektforskel. Driftsomkostningerne offshore forventes omkring 50% større end onshore, men også

her meget afhængig af lokale projektforhold. Datagrundlaget er ikke omfattende nok til entydigt at identificere, hvor meget driftsomkostningerne evt. afhænger af vindforholdene. Det kan dog bl.a. gennem sammenligning til projekt i Egypten, hvor energiproduktion er ca. dobbelt så høj som i Danmark, klart ses at levetiden på gearkasser med problemer for samme mølletype reduceres fra ca. 8-9 år til omkring 5 år. Det er vel og mærke ikke alle gear, der får problemer indenfor disse tidshorisonter, men dog en klar indikation af at der er en sammenhæng mellem vindforhold og levetid for kritiske komponenter.

Forventet pris pr produceret kWh er vurderet ud fra forskellige investortyper og vindmæssige placeringer. For en privat investor, der for en afdækning af risikoen vurderes at skulle have en simpel tilbagebetalingstid på 10 år, er spændet 33 til 56 øre/kWh i produktionsomkostninger for hhv. en god kystnær placering (ruhed 0,5) og en middel indlands placering (ruhed 2,5). Tilsvarende spænd er ud fra en samfundsøkonomisk betragtning fra 23 til 38 øre/kWh, idet der her regnes med 20 års tilbagebetalingstid (= forventet levetid). Der er regnet med 5% rentekomkostning i eksemplerne og ikke korigeret for skat og inflation. Foretages investeringerne af energiselskaber, antages det passende at regne med 15 års tilbagebetalingstid, og spændet bliver 27 til 45 øre/kWh. Til sammenligning er de seneste offshore projekter "vundet" ved flg. priser: Horns Rev II 51,8 øre/kWh og Rødsand II 62,9 øre/kWh – altså er offshore vindkraft trods bedre vindforhold dyrere end en "middel indland" placering.

Der er anvendt lærecurve teori til at beskrive forventede fremtidige priser på vindmøller. Dette har ikke været enkelt grundet de seneste års prisstigninger, som passer meget dårligt ind i lærecurve teorierne. Vi mener dog alligevel at kunne give et seriøst bud på den fremtidige prisudvikling, idet de seneste års udvikling betragtes som en "paraplyfase". Men de senere års prisstigninger påvirker dog den forventede lærerate med en reduktion fra 9% til 6,7%. Læreraten er det prisfald, der forventes ved en fordobling af den installerede kapacitet som følge af produktudvikling og optimering af produktionen. I 2015 antager EWEA vindkraftkapaciteten i EU fordoblet i forhold til 2009 – holder dette stik, vil en 6,7% prisreduktion pr. MW være forventningen i 2015 i forhold til 2009. Man kan dog diskutere om pris pr. MW er en passende målestok med de markante ændringer i møllekonstruktionerne, der ses disse år. Derfor er i sidste afsnit om lærekurver forsøgt at opstille tilsvarende ud fra pris pr. MWh. Her bliver læreraten væsentligt højere, omkring 10%. Et problem omkring denne er dog, at man evt. når en øvre grænse for hvor store vindmøllerne kan blive på land, hvor både flytrafik, miljøforhold, afstande til naboer, nabomodstand og vejtransport kan gå ind og blive begrænsende faktorer. På havet vil man typisk ikke have disse begrænsninger.

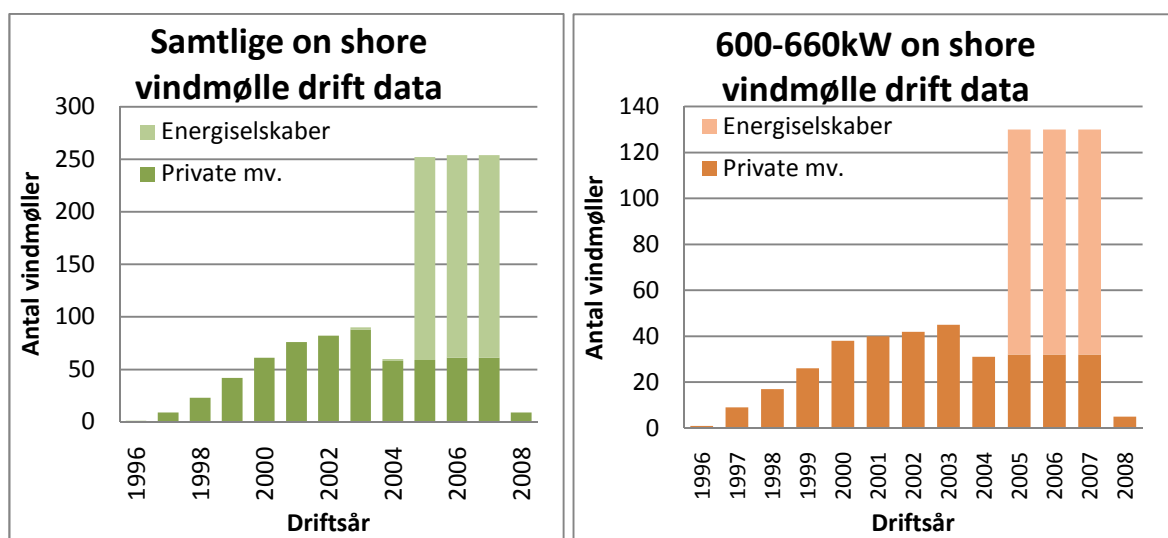
Endelig er der analyseret på risikopræmier. Risikopræmien er det merafkast over den risikofrie rente, som en investor forventer at få ved en investering, hvor udfaldet ikke er kendt med sikkerhed. Risikopræmien er et udtryk for det forhold, at risikable investeringer må forventes at give et større afkast end sikre investeringer, idet ingen investorer ellers vil påtage sig risikoen. Pt. er afkastet på en risikofri investering ca. 4% - risikopræmien er således det, man som investor forventer at få i forrentning ud over de 4%. For havmølleprojekter konkluderes, at risikopræmien er i størrelsesordenen 6-7%, mens den for landmøller er omkring 5,5%. At den ikke er større for havvindmølleprojekter på trods af den åbenlyse større risiko tilskrives primært, at disse projekter er sikret en fast elafregningspris i ca. 10-12 år modsat landmølleprojekter, hvor netop elafregningsprisen er en af de største risici. Selv om man kan prissikre 5 år frem på elmarkedet, kan man først gøre det, når projektet sættes i drift typisk et til to år efter investeringsbeslutning. Hvad der sker på elmarkedet i denne periode giver et stort risikoelement. Næst efter elprisudviklingen er forudsigelse af vindressourcen det største risikoelement. Andre risikoelementer som renteudsving og driftsomkostninger kan man lettere overdrage til andre uden "urimelige" omkostninger.

Driftsomkostninger

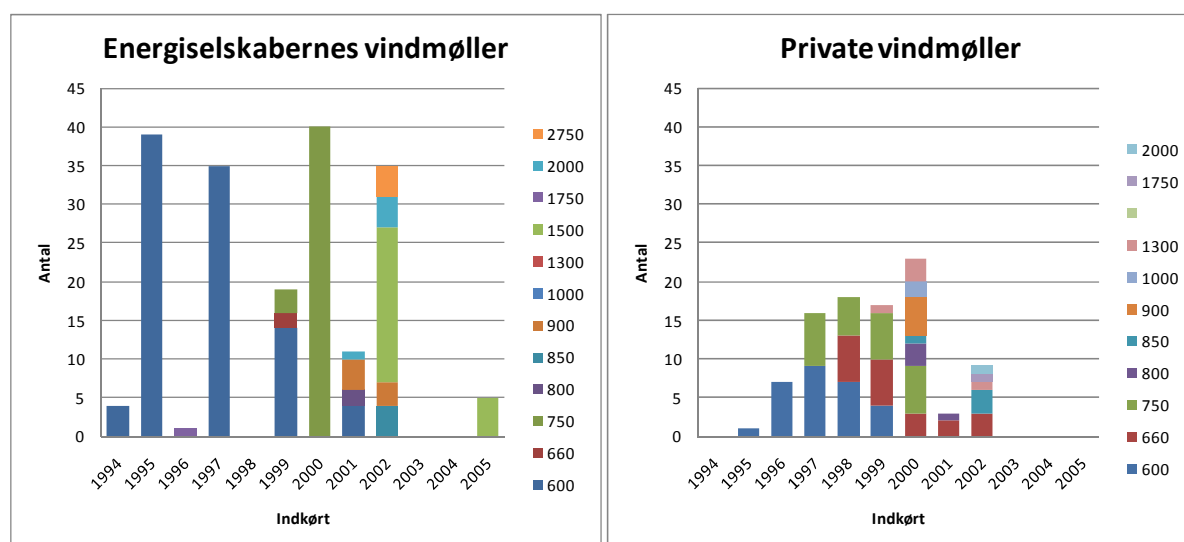
Datagrundlag, driftsomkostninger

Analysen af drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne i denne rapport er baseret på indsamling af afholdte omkostninger hos en række ejere af vindmøller i Danmark (respondenterne), som har svaret på et spørgeskema eller på anden vis afleveret data om deres drifts- og vedligeholdelsesomkostninger.

Respondenterne repræsenterer alle ejerformer fra enkeltmandsejede via laugsejede (privatejede) til store energiselskaber. De nedenstående figurer viser fordelingen af vindmøller på ejerform i analysen. Kun landplacerede vindmøller indgår her.



Figur 3 Datagrundlaget består af i alt 1213 vindmølle driftsår, hvor 48% er drevet af energiselskaber og resten af private. Grafen til højre omhandler kun 600-660 kW møllerne idet disse analyseres særskilt. Der er kun driftsdata for årene 2005-07 for energiselskabernes vindmøller.



Figur 4 Vindmøllerne i driftsøkonomianalysen fordelt på indkørsår og effekt for hhv. Energiselskabsejede og private. Energiselskabernes vindmøller er typisk opstillet i større parker.

Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne er for de privatejede vindmøller splittet op på følgende delkomponenter:

- Reparation
- Service
- Forsikring
- Administration
- Jordleje
- Andet

Opsplitningen er sket med henblik på at vurdere de enkelte omkostningskomponenters bidrag til de samlede drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. De enkelte ejere har dog forskellige måder at håndtere de enkelte omkostningskomponenter på, hvormed deres fordeling i forhold til de samlede drifts- og vedligeholdelsesomkostninger ikke vil være ens på tværs af ejerne. Samlet set giver analysen dog et godt billede af fordelingen af omkostningskomponenter på de samlede drifts- og vedligeholdelsesomkostninger.

De enkelte omkostningskomponenter for ejerne dækker over følgende typer af omkostninger:

Omkostningskomponent	Beskrivelse
Reparation	Udgifter til udbedring af fejl, udskiftning af dele o. lign.
Service	Udgifter til serviceaftaler, løbende serviceeftersyn o. lign.
Forsikring	Udgifter til forsikring af vindmøller
Administration	Udgifter til regnskaber, service overfor ejerkreds, løn (også egen indsats), kontorartikler, medlemskontingenter, målerleje mv.
Jordleje	Udgifter til løbende jordleje
Andet	Øvrige udgifter, der ikke naturligt hører under ovennævnte, fx renovering af vej ud til vindmøllen eller konsulenthjælp til fx garantieftersyn

Den enkelte vindmølle ejer har forskellige måder at organisere drift og vedligeholdelse af sine møller. En typisk serviceaftale består i, at serviceleverandøren løbende vedligeholder vindmøllen og sikrer dens drift mod en fast årlig betaling, samt et tillæg for reparationer der ikke er en del af almindelig service. På nyere møller bliver det mere og mere udbredt at tegne en Forsikring, Service, Garanti og Overvågning (FSGO) løsning direkte hos producenten i en periode på 5 år efter driftsstart – hvilket for nyere møller ses udvidet til 10 år. FSGO-løsninger medfører, at stort set alle drifts- og vedligeholdelses- og reparationsudgifter i denne periode er indeholdt i ydelsen til denne løsning.

En forsikring kan dække over flere ting, idet mølleejeren kan forsikre sin mølle mod tingskader, driftstab og ansvar (overfor 3. part). I forhold til driftstab kan der være et vist overlap i forhold til visse serviceaftaler. Alle vindmøllerne har en eller anden form for forsikring. Endvidere er der ejere af vindmøller, som foretrækker at være selvforsikret på en række områder, fx mod driftstab. Denne løsning er typisk for vindmølleejere med egen serviceorganisation og/eller relativt lave serviceomkostninger. Selvforsikring mod driftstab betyder, at en række udgifter vil blive afholdt som reparation og serviceudgifter i modsætning til de ejere, der har udgiften posteret som forsikring. Forsikringsselskabets udgifter er ikke medtaget i denne analyse, idet alle udgifter er set fra vindmølle ejerens side.

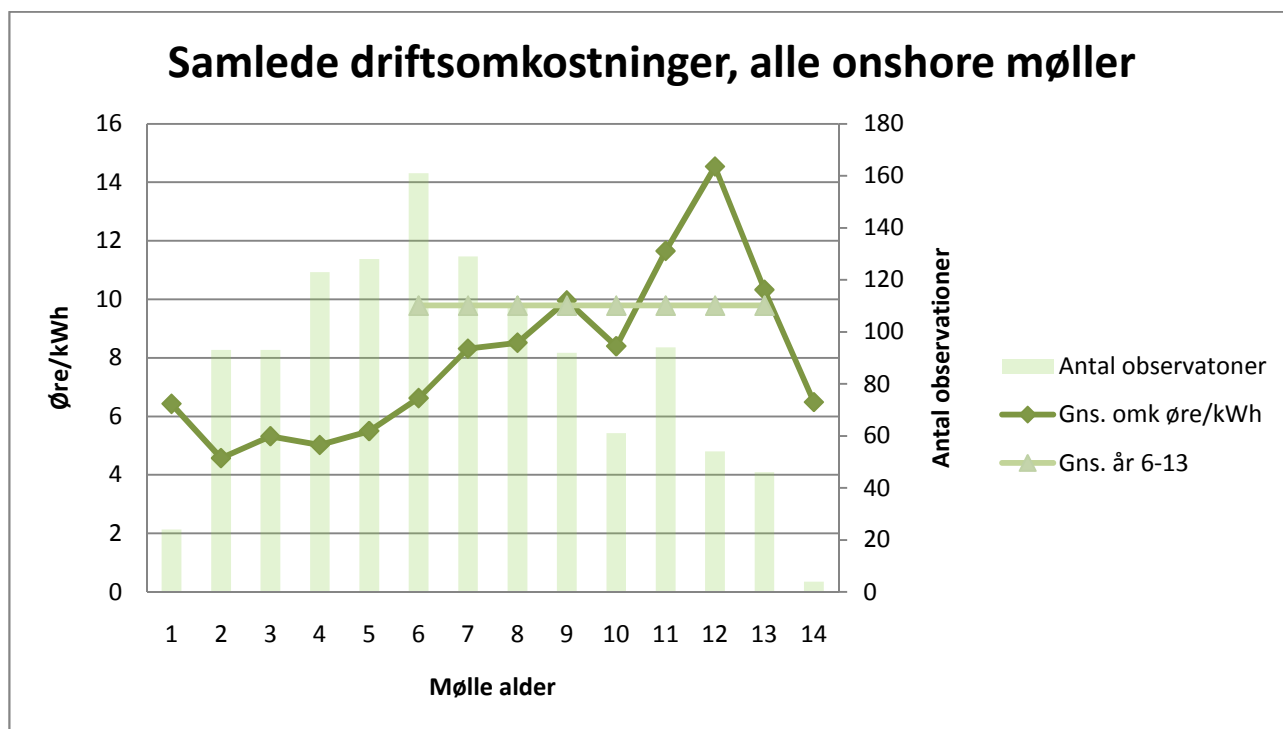
Afhængig af ejerformen er kravene til detaljering af omkostninger til drift og vedligeholdelse forskellige, hvormed en mindre del af besvarelserne ikke er fyldestgørende i forhold til udspecificering af fx omkostninger til administration.

Jordlejen varierer meget fra ejer til ejer. Forskellene dækker over, at ejeren af vindmøllen selv kan eje jorden eller alternativt betalt en engangsform for retten til arealet. Jordleje er derfor kun udspecificeret i de tilfælde, hvor ejeren reelt betaler en løbende jordleje. Ca. 1/3-del af ejerne har udgifter til specifik jordleje.

Faktiske driftsomkostninger, analyser

Analyserne er opdelt i to afsnit, et hvor vi ser på de samlede omkostninger i øre/kWh baseret på et større, men mindre detailopdelt datagrundlag, og et hvor vi primært ser på omkostninger i kr/kWh baseret på opdelt omkostninger.

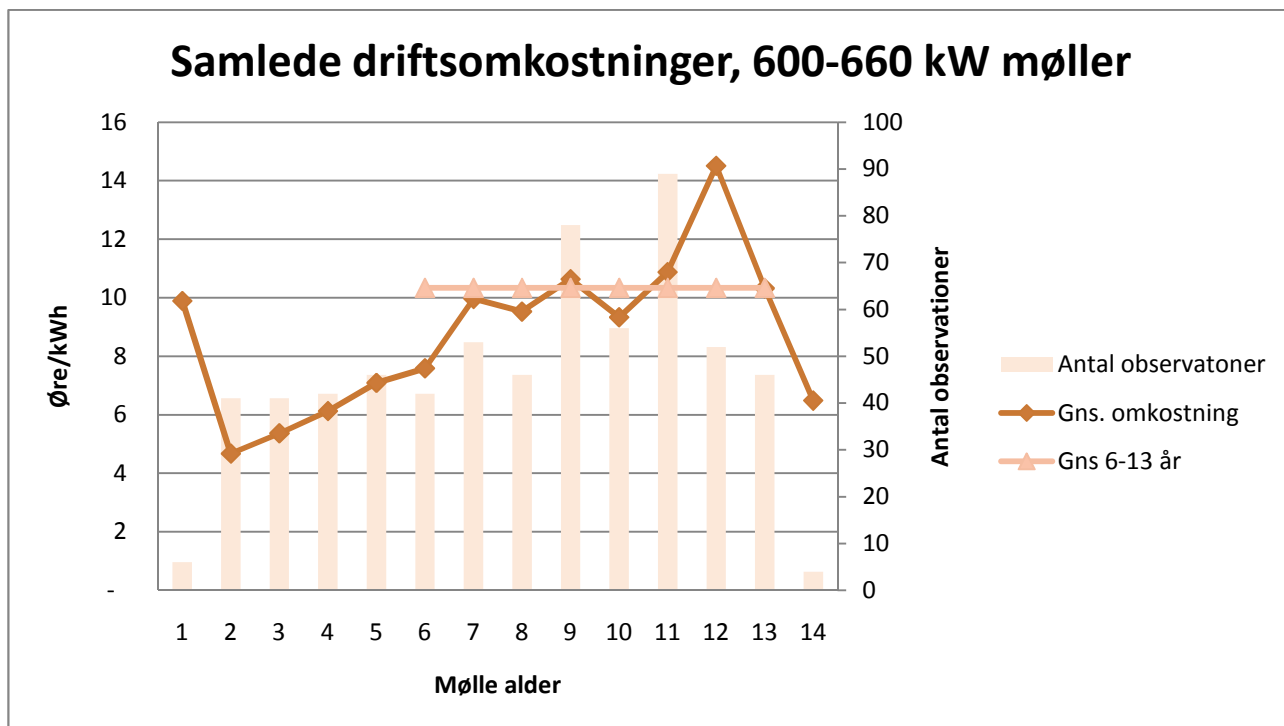
Samlede omkostninger, øre/kWh



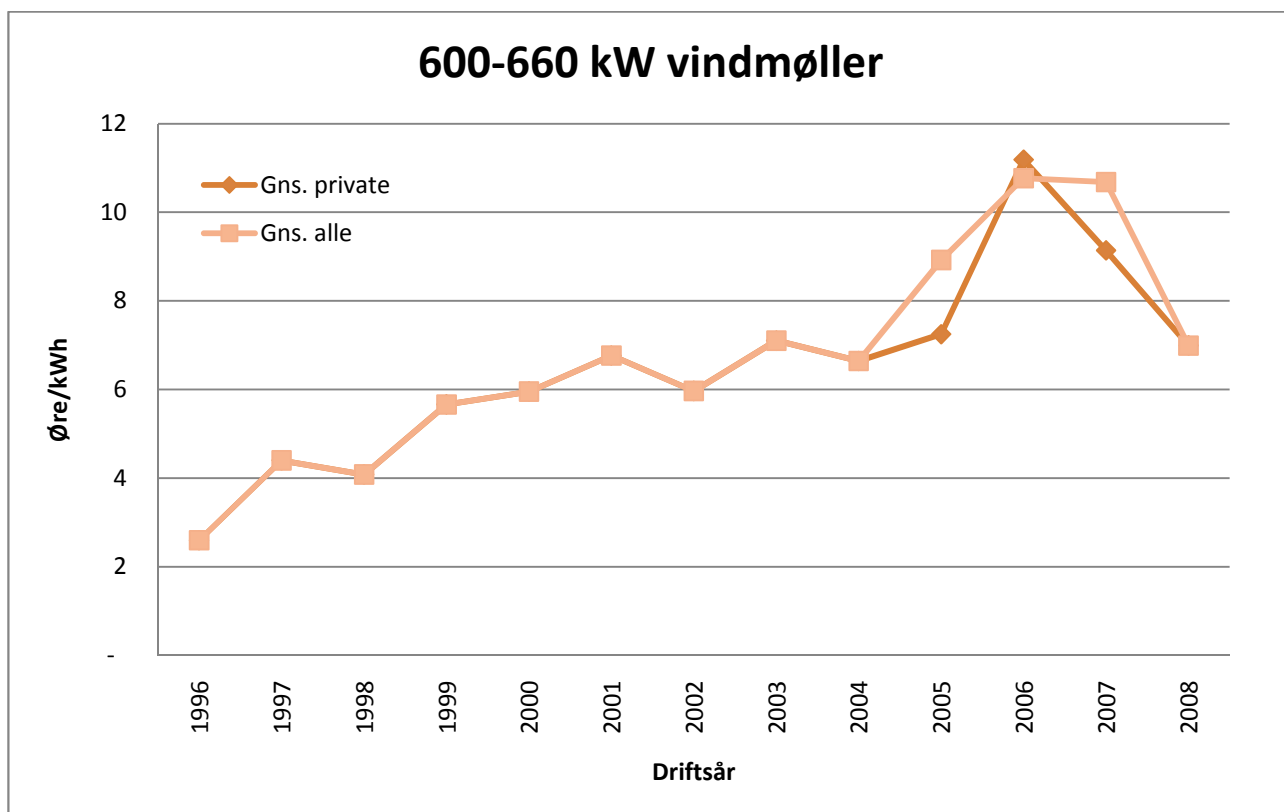
Figur 5 Samtlige vindmøller >= 600 kW med driftsdataoplysninger. År 6-13 vurderes at repræsentere levetidsomkostningen bedst, idet perioden er efter diverse garantiordninger.

Af ovenviste og efterfølgende graf kan udledes, at driftsomkostningerne ligger tæt på 10 øre/kWh. Der er en lille forskel mellem 600-660 kW gruppen og samtlige vindmøller, der indikerer, at de større vindmøller er lidt billigere, især når man tager i betragtning, at gruppen 600-660 kW dominerer gruppen "alle". Dette kan tilskrives følgende forhold:

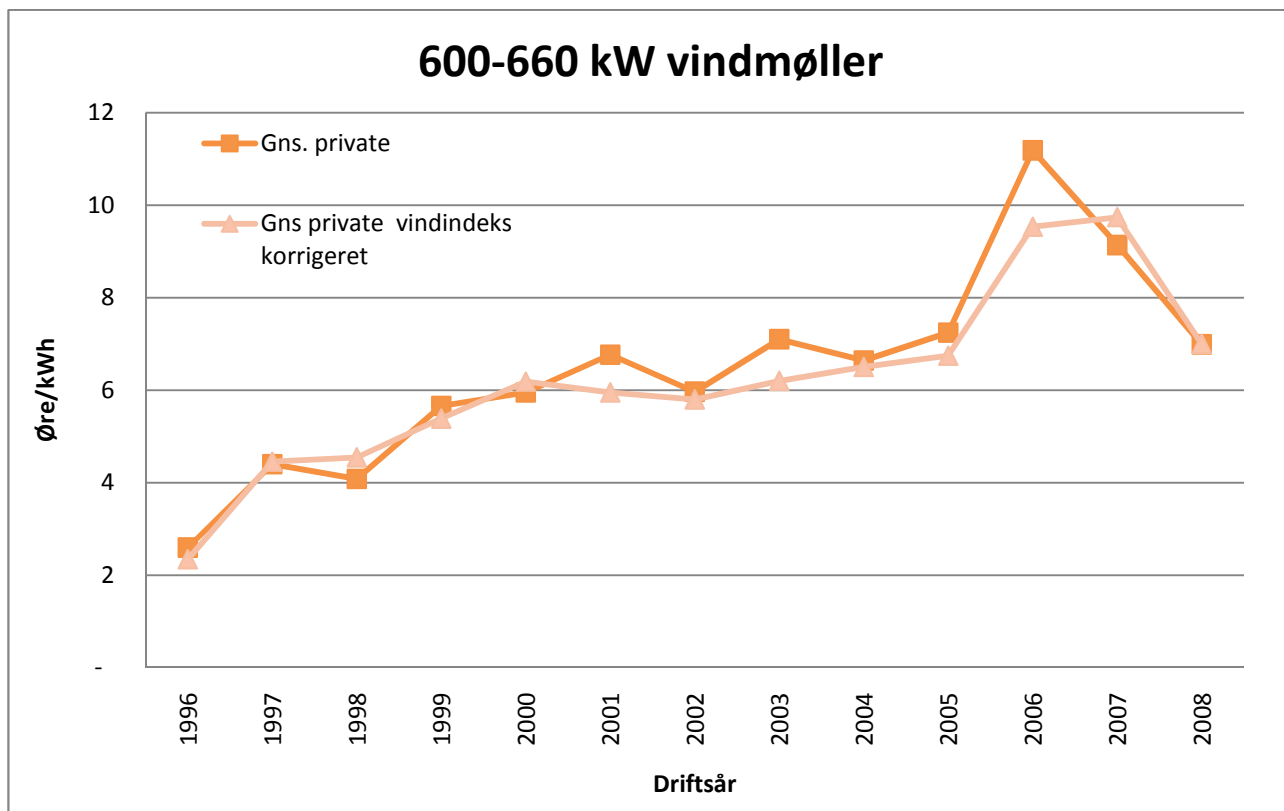
De større møller er mere modnet – 600 kW generationen repræsenterede et stort spring teknologisk med en prisreduktion på omkring 25% pr. produceret kWh – det var den første generation af vindmøller, der for alvor var optimerede med anvendelse af moderne beregningsteknologi. De større vindmøller producerer også bedre pr kWh, og dette i sig selv medvirker til en reduktion af driftsomkostningerne målt pr. kWh. Endelig vokser mange af de faste omkostninger som administration, forsikring og service ikke helt så meget som produktionen, når vindmøllerne bliver større.



Figur 6 Den gruppe møller der er statistisk bedst repræsenteret er gruppen 600-660kW - denne har samtidig den længste track record af den nyere generation af vindmøller, der har en betydelig lang driftshistorie.



Figur 7 Her ses år for år omkostninger – kun for årene 2005-07 er der data fra energiselskaber. Disse ses dog at falde godt sammen med de private – omkring 1,5 øre/kWh dyrere i 2005 og 07, men til gengæld lidt billigere i 2006. Den lidt højere pris for energiselskabernes vindmøller kan tilskrives at disse er lidt ældre i gennemsnit i forhold til de private, men kan også skyldes de står i større parker med mere gensidig turbulens.

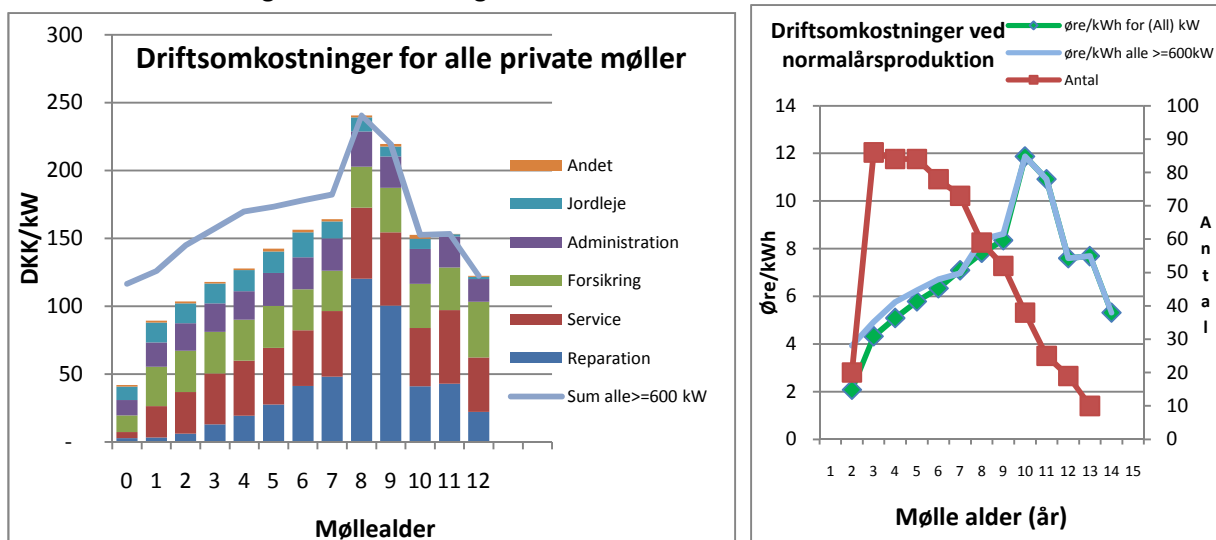


Figur 8 Grundet meget svingende vindforhold fra år til år er her set på om en korrektion med vindindeks "glatter ud" – og det må man sige den gør. Det betyder at omkostningerne i højere grad er faste fra år til år frem for at følge op og ned med produktionen.

Opdelte omkostninger, kr/kW

For en delmængde af de indsamlede driftsomkostninger er som nævnt under beskrivelse af datagrundlaget en mere detaljeret opdeling, hvilket giver mulighed for mere nuancerede analyser.

Hovedresultatet fremgår af nedenviste grafer.

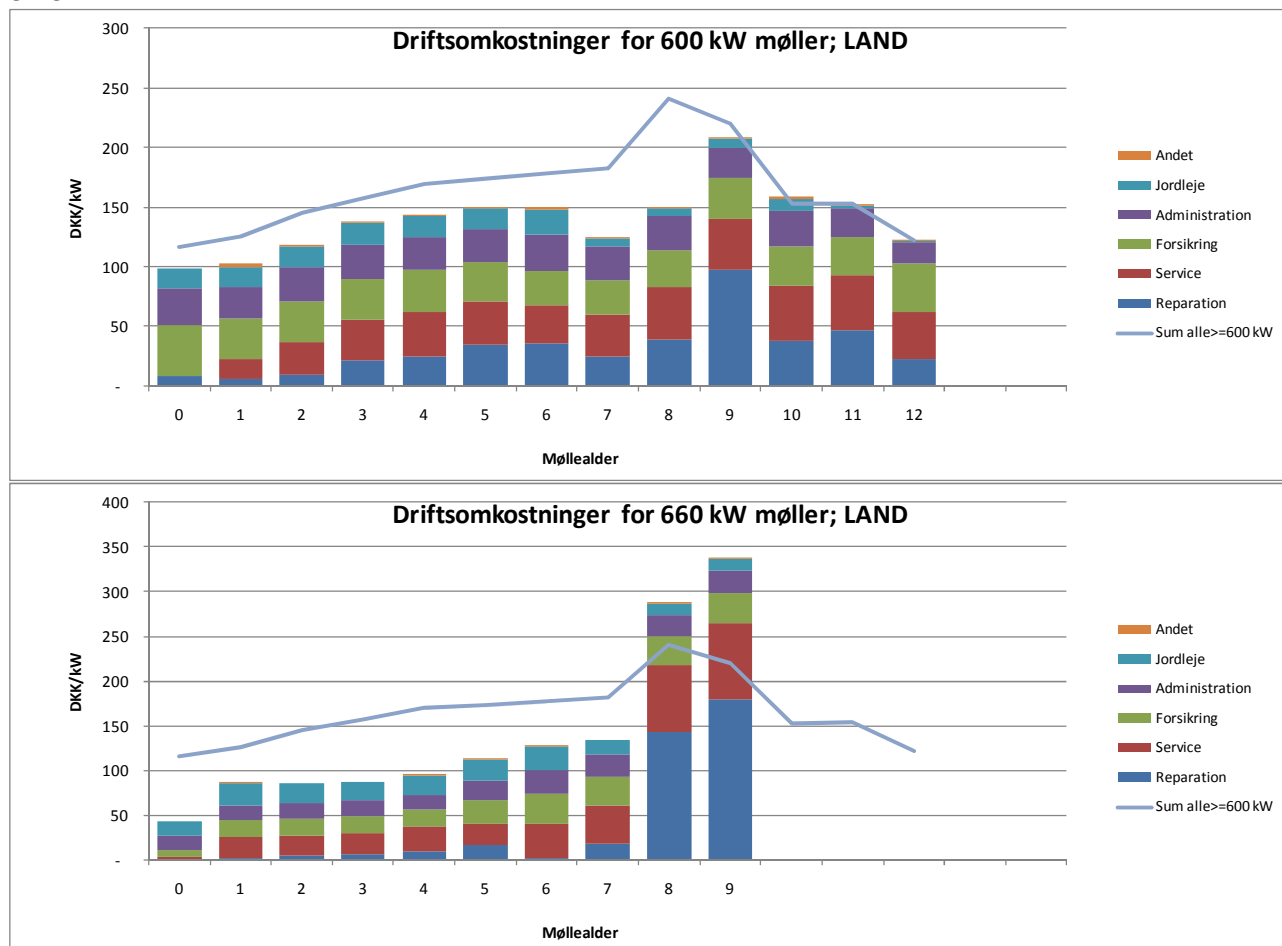


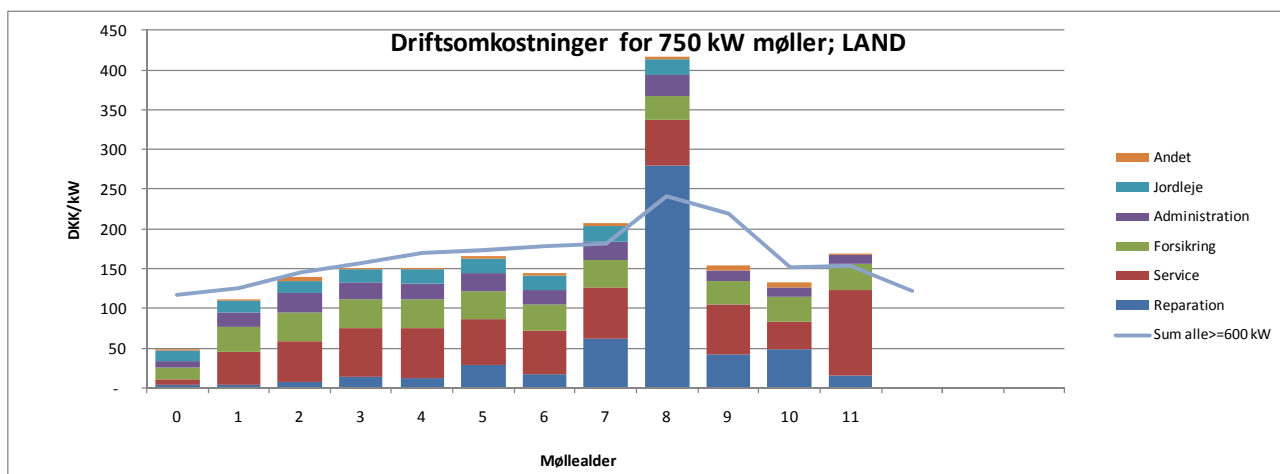
Figur 9 Her ses omkostninger i kr/kW installeret effekt som funktion af møllens alder. Der er ikke pristalsreguleret. De blå kurver viser gennemsnit for alle private, incl. offshore møllerne, mens søjlerne kun er onshore.

Den blå linje viser summen for både on- og offshore møller med opdelte data. Det ses, at offshore er lidt dyrere, men kun ca. 25%, hvilket til dels skyldes, at det er mindre offshore anlæg i indre farvande, der deltager med opdelte data. Fra alder 8 år er der ingen offshore data med.

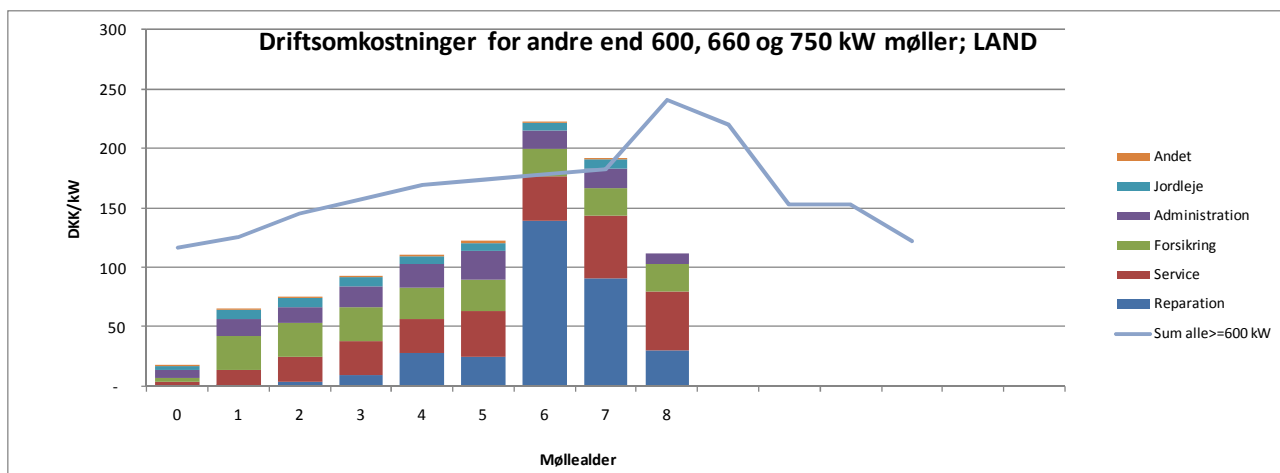
Det skal bemærkes, at der i de første år er nogle anlæg, der grundet garantiordninger har "kunstigt lave" omkostninger. Det er således først fra år 5, man kan få et korrekt billede af de langsigtede driftsomkostninger. Her ses en markant trend, idet der i år 8-9 er markant højere omkostninger, der næsten alle kan tilskrives udskiftning eller reparation af gearkasser, som er hovedproblemet for den generation af vindmøller, der her analyseres. Lykkes det at løse gearproblemerne, kan man forvente langsigtede omkostninger i størrelsesordenen 150 kr/kW installeret effekt. Datagrundlaget for +9 år er dog relativt beskedent. Størst er grundlaget for 600, 660 og 750 kW møller, som var de altdominerende størrelser opstillet fra 1995-2002, hvor hovedparten af den danske onshore effekt blev opstillet.

Nedenfor ses på de 3 største grupper (og med størst datagrundlag), nemlig 600, 660 og 750 kW møllerne.

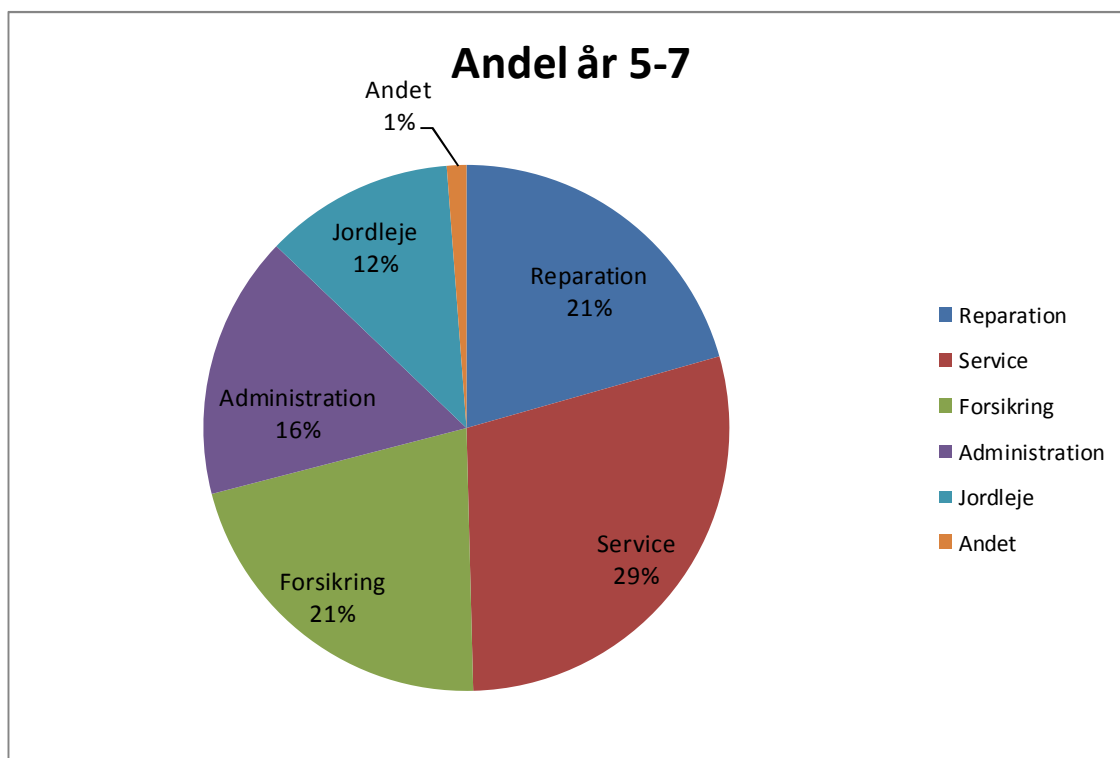




Problemerne i år 8-9 er markant større for 660 og 750 kW møllerne i forhold til 600 kW møllerne. Det er dog også værd at bemærke, at 660 kW møllerne generelt har lavere omkostninger i årene frem til gear problemerne, mens 750 kW møllerne ligger højest. En medvirkende forklaring herpå er at 750 kW møllerne (fra NEG-Micon) typisk er solgt med en komplet service pakke løsning (FSGO = Forsikring, Service, Garanti og Overvågning), hvilket åbenbart har været en dyrere løsning for møllejerne end de mere traditionelle løsninger der er solgt til 600 og 660 kW møllerne.



Alle andre møllestørrelser end de 3 store grupper (alle større, dvs. 800, 850, 900, 1000, 1300, 1750 og 2000 kW), ses at have problemer på et tidligere tidspunkt, nemlig år 6-7, men det ses også at omkostningerne er lidt lavere pr. kW i årene før.



Figur 10 Driftsomkostningernes fordeling for alle deltagere år 5-7.

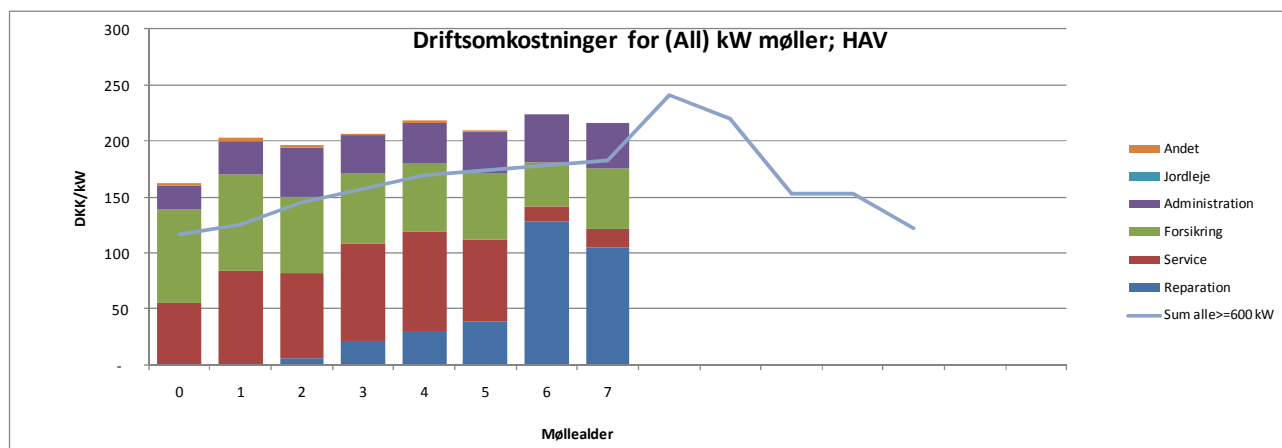
År 5-7 vurderes at repræsentere den langsigtede fordeling for "normal vindmølleddrift" bedst, idet det er efter diverse garantiordninger, men før gearproblemer (som bør forventes løst på sigt – eller indbygget i en serviceordning). I runde tal er driftsomkostninger nogenlunde lige fordelt mellem:

- Reparation
- Service
- Forsikring
- Administration, jordleje, andet

Det skal dog bemærkes, at mange af de rapporterende møller ikke har jordlejeomkostninger, idet de står på vindmølle ejerens egen jord, eller at jordlejen er afregnet én gang for alle i forbindelse med etableringen.

Gearproblemerne er kilden til 1 – 2 "toppe" i driftsomkostninger set over møllens forventelige levetid på 20 år. Tilvejebringelse af løsninger på gearproblemerne har stor fokus hos producenterne, som arbejder meget med forbedring af pålideligheden af møllerne.

Ud over dette arbejdes hos producenterne med langsigtede serviceordninger, hvor man som møllejer kan forsikre sig mod uforudsete omkostninger. Men det koster naturligvis – der ses senere på konkrete serviceordninger.



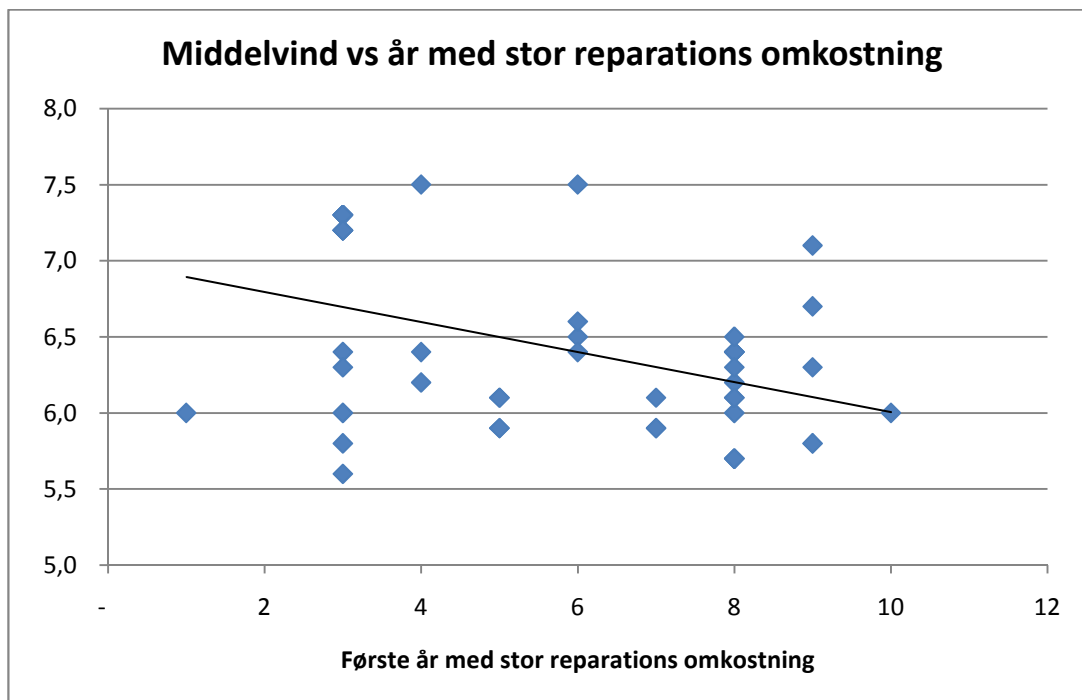
Figur 11 For offshore møllerne er omkostningerne større end gennemsnit af alle (den blå linie), men dog ikke så meget højere end man kunne forvente.

Det skal med når offshore møllernes driftsomkostninger vises, at disse kun er baseret på 20 møller, som alle står i indre farvande. Det skal nok også med, at i og med det er "tidlige privatejede mindre projekter", er der formodentlig givet ekstra gode garantiordninger for overhovedet at få disse projekter etableret. Det må således ikke forventes, at omkostningerne udviser de reelle omkostninger ved offshore stordrift. Men dog alligevel opløftende at så gode resultater kan præsteres offshore.

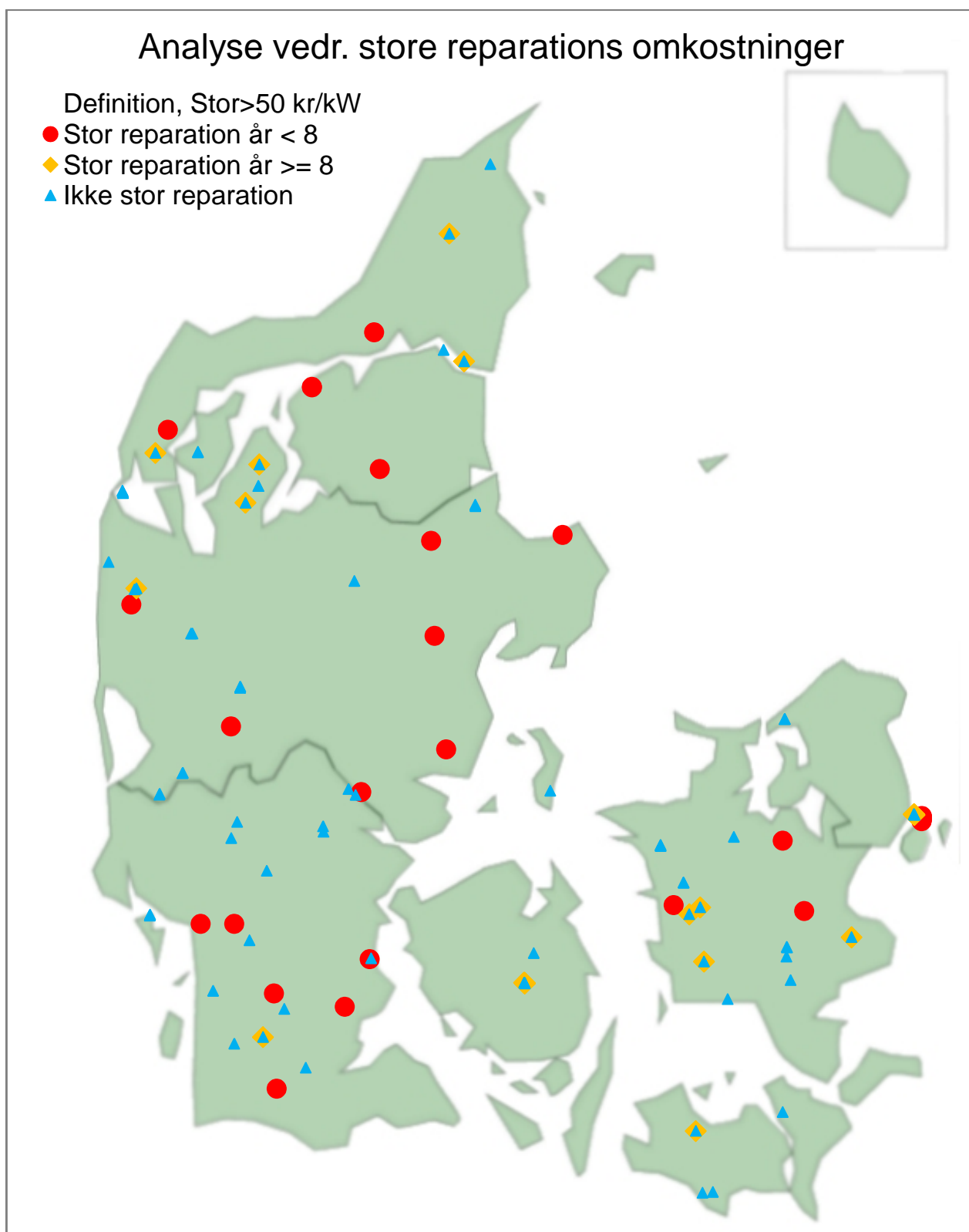
Omkostningernes placerings afhængighed

Det er søgt at analysere, hvorledes driftsomkostningerne afhænger af placering. Det må dog erkendes, at datagrundlaget er for spinkelt til at give entydige svar.

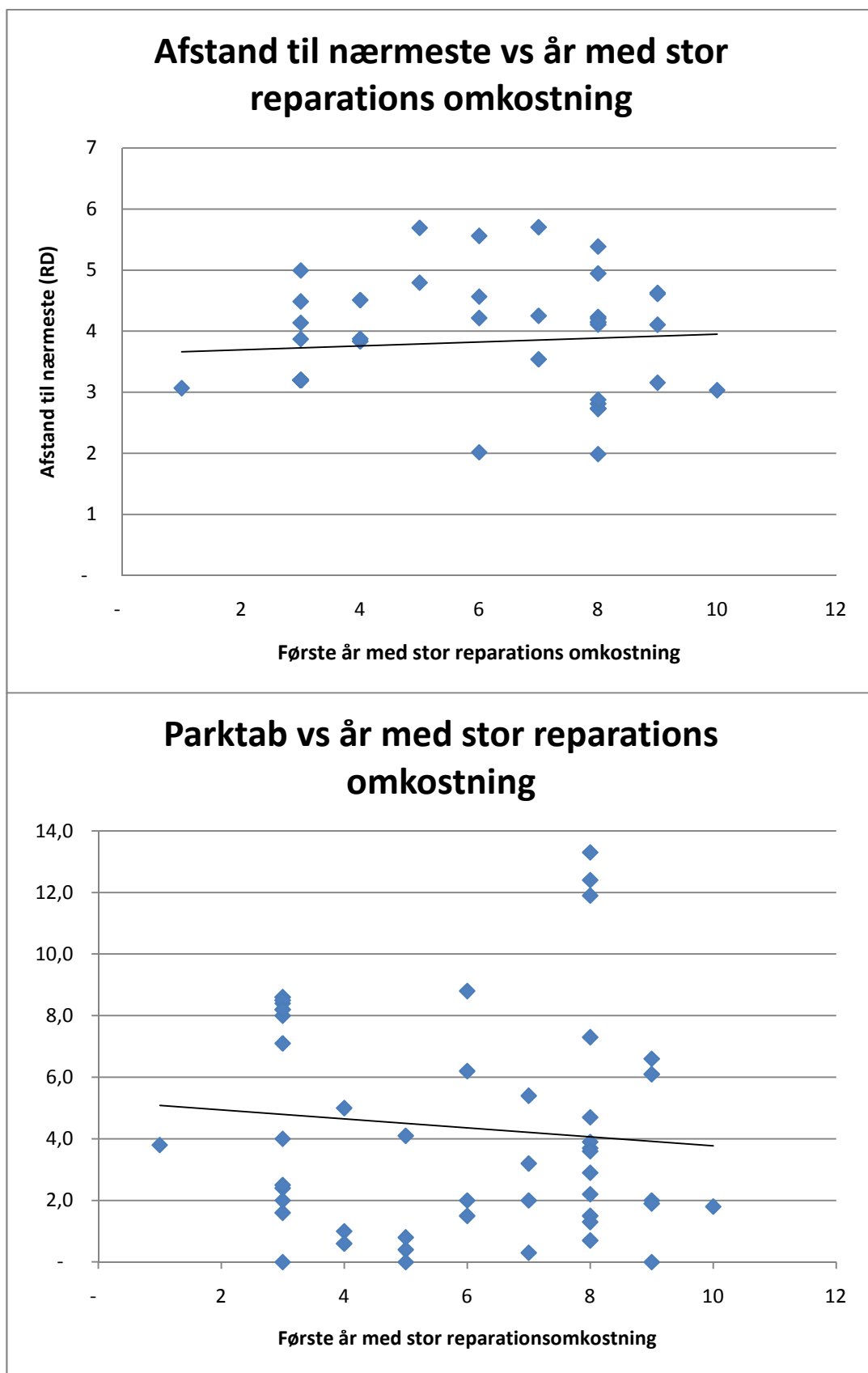
Vi har forsøgt at opstille forskellige kriterier for, hvorledes "kritiske placeringer" kan identificeres. Resultaterne baseret på "året for første store reparationsomkostning" gengives i følgende.



Figur 12 Der ses en trend at jo større middelvindhastighed, des tidligere indtræffer første år med en større reparations omkostning. Men det er ikke markant entydigt. En "stor" reparationsomkostning er her defineret som > 50 kr/kW.



Figur 13 Kortet viser placeringen af møller med en "stor" reparationsomkostning hhv. før år 8 og senere end år 8. Der er ingen markante geografiske indikationer der fortæller hvor i landet større reparations omkostninger forekommer tidligt.



Figur 14 De to grafer ovenfor ser på om det at møllen står tæt ved en anden vindmølle synes at fremkalde en tidligere stor reparations omkostning. De to grafer giver et svagt "ja" som svar på dette spørgsmål – jo mindre afstand/større beregnet parktab, des tidligere kommer den første større reparationsomkostning, men der er en meget stor spredning i data.

Fremtidige driftsomkostninger

Til økonomiske analyser af forventningerne til den fremtidige vindkraft udbygning samt for konkrete investorer og projektudviklere er de fremtidige projekters omkostninger naturligvis mest interessante.

Da vindmøllerne "igen" er vokset markant i forhold til den generation, som analysen omhandler og giver rimelige bud på hvad koster, skal der vurderes nøje på, hvordan den nye generation forventes at performe i forhold til tidligere generationer.

På plus siden i forhold til driftsomkostninger kan følgende opstilles:

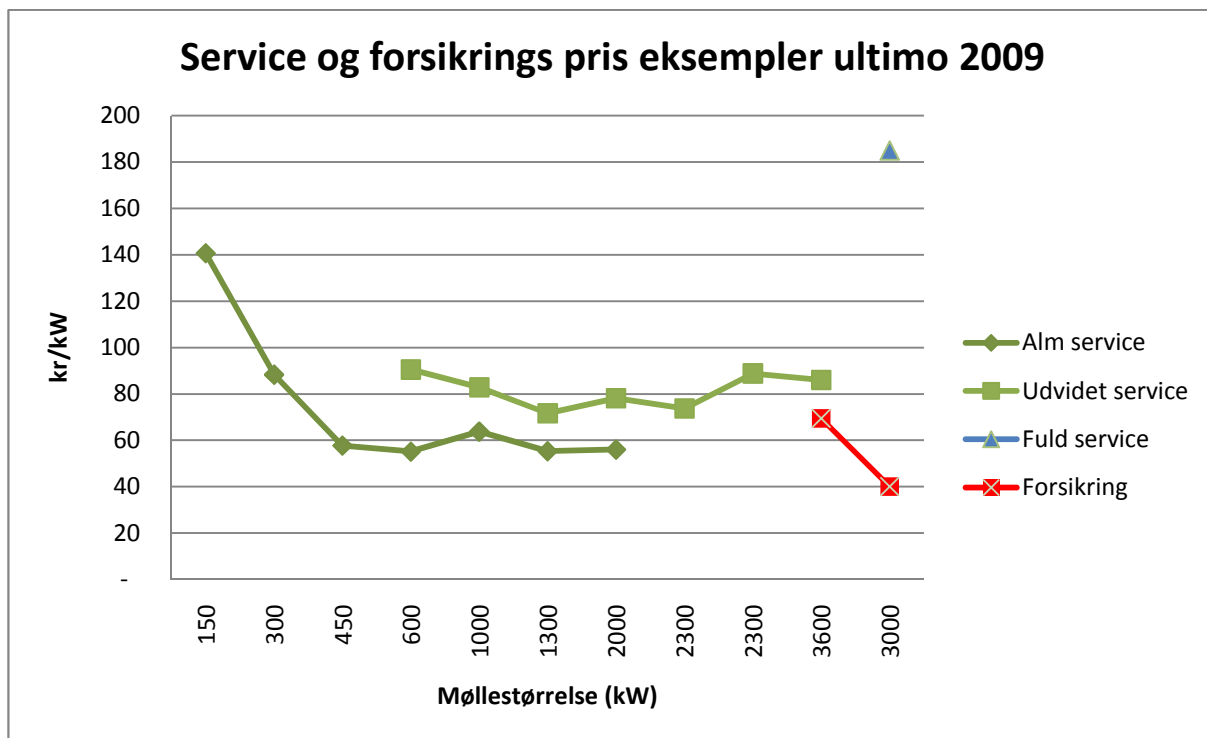
1. Fabrikanterne (især de danske), ved meget mere om de problemer, der koster, og har langt bedre analyseværktøjer end tidligere.
2. Vindmøllerne er blevet væsentlig dyrere, det må forventes, at den øgede pris bl.a. afspejler en kvalitetsforbedring.
3. Vindmøllerne er blevet større, og erfaringerne fra denne analyse indikerer et prisfald med stigning i størrelsen.

På minus siden kan listes:

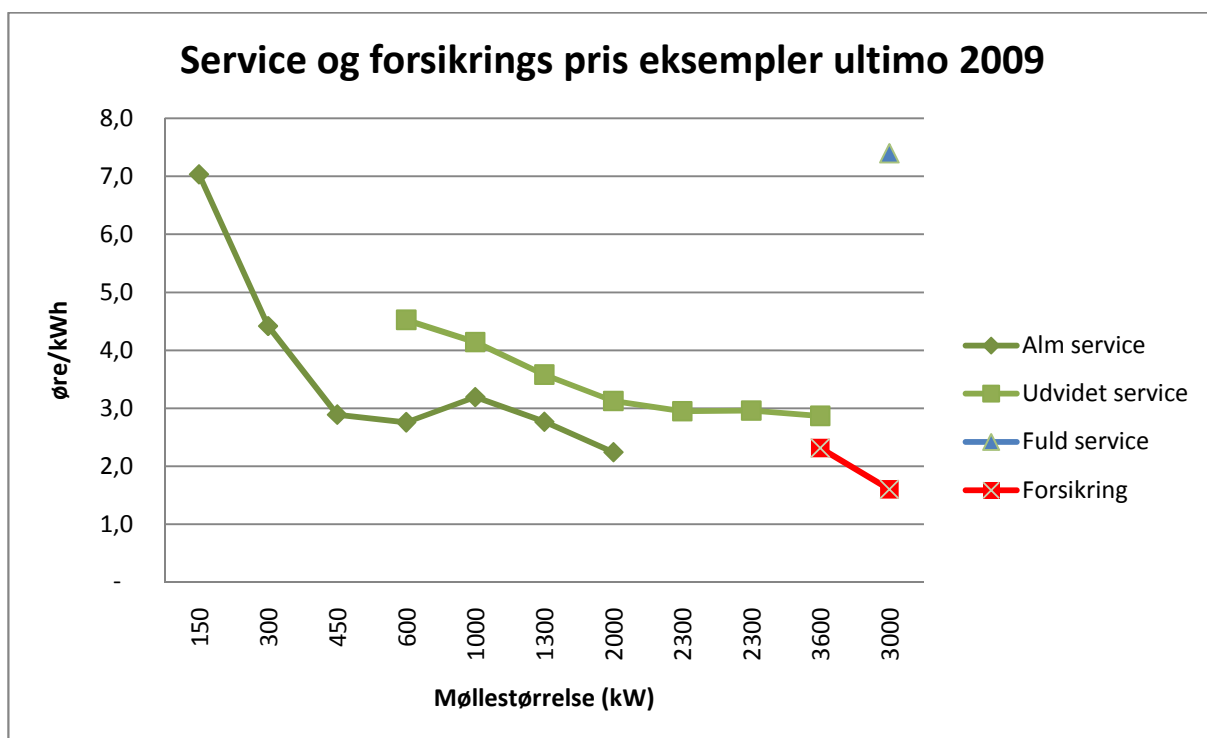
1. Møllerne har gennemgået endnu en optimeringsrunde, hvor man går tættere på lastgrænserne, og er vokset i kompleksitet. Det kan give uforudsete problemer.
2. Der er kommet flere myndighedskrav, fx tilbud til naboer om medejerskab, hvilket giver ekstra administration.
3. De "oplæg", der ses under udvikling til komplette langsigtede (10 år) garanti og service ordninger, viser væsentlig højere omkostninger end de faktiske erfaringer fra 600 kW generationen.

Det væsentligste punkt er nok det sidste, idet dette udtrykker den reelle udgift, der skal betales, hvis man vil lægge risikoen fra sig. Og med de meget store anlæg, der i dag opstilles, vil mange långivere nok forlange, at man risikominimerer, hvis man er en mindre privat investor – og dermed betaler for de garanti/service ordninger fabrikanterne tilbyder. Hvis der er et væsentligt overhead indregnet i pakkeløsningerne, må fremtidige møllekøbere blot håbe, det bliver en væsentlig konkurrence parameter, så prisen kommer ned. Er det derimod udtryk for den reelle omkostning, må man blot erkende, at den øgede kompleksitet i produktet for en periode øger driftsomkostningerne, og man må se frem mod en modning, der atter kan bringe omkostningerne ned.

De konkrete ordninger vi har set præsenteret ligger i størrelsesordenen 8-10 øre/kWh for fuld service, garanti og forsikring eller omkring 200-250 kr/kW. Hertil kommer så administration og jordleje, som må forventes i størrelsesordenen 25-50 kr/kWh. Alt i alt ender man således på ca. 250 kr/kW, hvilket er højere end gennemsnittet af de dyreste år for hele 600kW generationen baseret på op til 12 års erfaringsdata, og hvor gennemsnittet for de første 10 år er nærmere 150 kr/kW. 250 kr/kW svarer da til en forøgelse på 67% pr installeret effekt. Men produktionen pr. kW øges væsentligt, primært grundet større navhøjde, men også (meget afhængig af møllevalg) grundet større rotorareal/kW, omkring 40-50%, så omkostningen pr produceret kWh øges kun beskedent. Men så er risikoen også minimeret.



Figur 15 Konkrete priseksempler, primært fra Siemens service brochure gældende fra maj.09-apr.10 (de grønne linjer) De øvrige er fra konkrete projekter under udvikling.



Figur 16 Som forudgående omregnet ud fra gennemsnitlige produktionsdata for landplaceringer – men det skal bemærkes at der er store variationer i produktionen fra sted til sted. Bemærk at en "normal service" + forsikring vil koste omkring 5 øre/kWh – forudsættes disse omkostninger som tidligere vist at dække 50% af driftsomkostningerne, vil de samlede omkostninger være 10 øre/kWh.

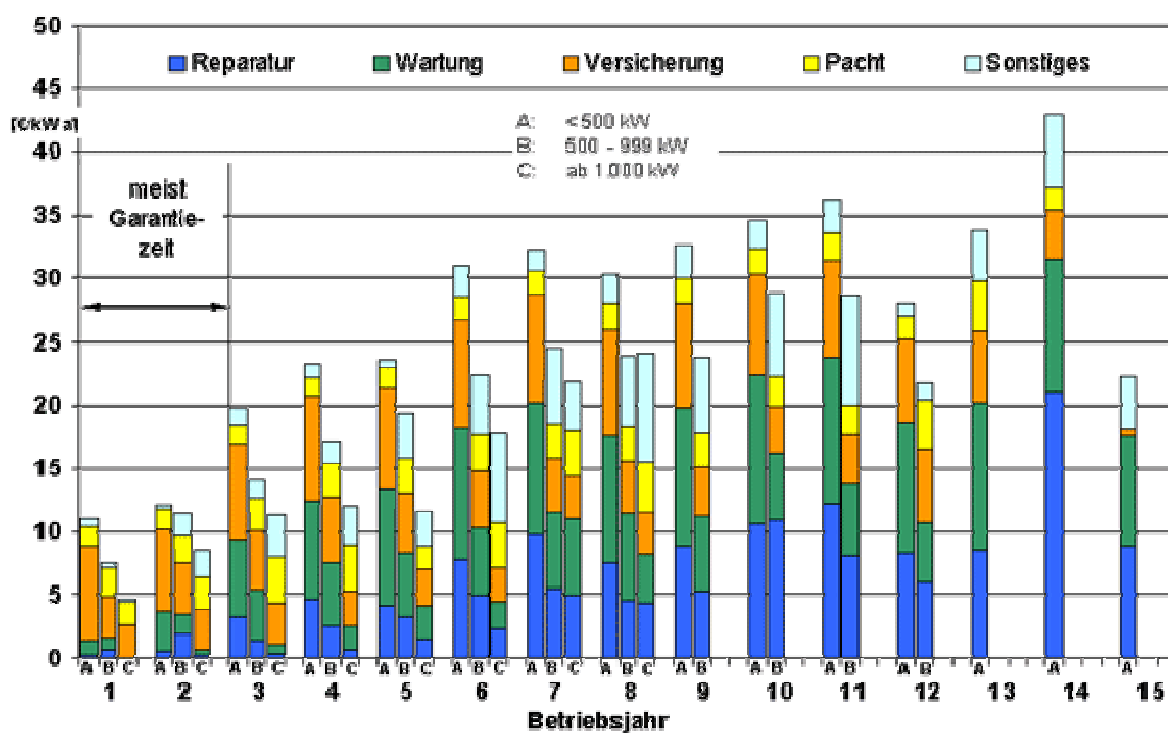
Det er værd at bemærke den eneste fuld pris service aftale, vi har prisoplysninger på, (dvs. alt inkluderet i 10 år), ligger på 555.000 kr/år for en V90 3 MW mølle. Hertil kommer forsikring på 120.000

kr/år, hvor forsikringsprisen afspejler, at der er tegnet fuld service ordning – uden en sådan vil forsikring normalt være dyrere. Det giver således en samlet service og forsikringspris på 225 kr/kW. Tillægges 25 kr/kW for jord/administration, bliver den samlede pris for drift 250 kr/kW. Den beskrevne vindmølle vil typisk producere 2500 fuldlasttimer (MWh/MW/år). Prisen bliver da 10 øre/kWh/år. Der forventes en prisdifferentiering, så ringere vindmæssige placeringer bliver billigere grundet mindre slitage. Derfor vil en samlet omkostning omkring 10 øre/kWh for projekter de kommende år være vort mest realistiske bud, hvis man skal være 100% dækket ind. Påtager man sig større risiko, vil majoriteten af projekterne nok kunne klare sig med omkring 8 øre/kWh som gennemsnit, mens de enkelte "uheldige" så må regne med væsentligt mere.

Det skal her nævnes, at forskellige ordninger har indbygget "fri-år" i starten, som kan variere for såvel service som forsikring – typisk noget der forhandles om i forbindelse med køb af projekt. Til gengæld vil man nok kunne regne med lidt større omkostninger senere i projektforløbet (ud over pristalsregulering), så man alt i alt kan regne med de angivne nøgletal som levetidsgennemsnit.

Vi har med denne baggrund vurderet levetidsdriftsomkostningerne leveret til teknologikataloget til 12 €/MWh svarende til 8,9 øre/kWh for danske onshore projekter etableret i 2010.

Sammenligning til Tyskland



Figur 17 Driftsomkostninger baseret på dataindsamling i tyskland.

Baseret på denne internet kilde:

http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=240&lang=de

kan man finde tilsvarende tyske driftsomkostninger. Her ses et niveau for +500 kW møllerne omkring 25 €/kW = 185 kr/kW for år 5-12, hvilket er lidt under det danske skønnede niveau omkring 250 kr/kW totalt. Men de tyske vindmøller producerer generelt væsentlig mindre end de danske, så alt i alt synes omkostningsniveauet identisk med det danske målt i kr/kWh.

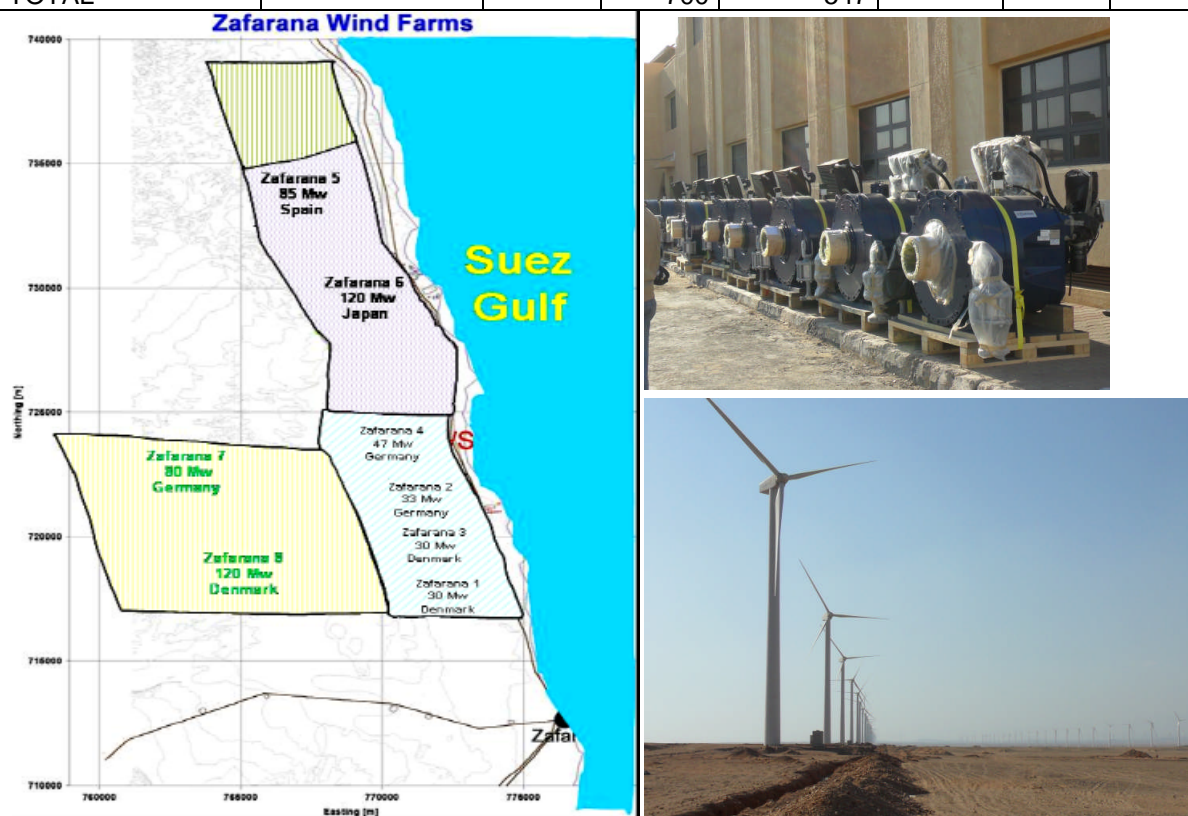
En historie fra "de varme lande"

Efterfølgende er en beskrivelse af et eksempel på driften/driftsproblemerne ved en meget stor vindmøllepark i Egypten, Zafarana. Dette dels til sammenligning, dels for at vise hvorledes vindmøller udenfor Danmark ofte drives væsentligt forskelligt fra, hvad man ser i Danmark.

Baseret på interview med teknisk chef for driften, Mr Bagory, nov. 2009.

Oversigt over parkafsnit

		kW	No	MW	Hub	RD	Year
Danida-1 (1)	Nordex	600	50	30	40	43	2000
KFW-1 (2)	Nordex	600	55	33	40	43	2001
Danida-2 (3)	Vestas	660	46	30,36	45	47	2003
KFW-2,3 (4)	Vestas	660	71	46,86	45	47	2004
Spain-5	Gamesa	850	100	85	45	52	2006
KFW-7	Gamesa	850	94	79,9	45	52	2008
Japan-6	Gamesa	850	142	120,7	55	52	2008
Danida-3 (8)	Gamesa	850	142	120,7	55	52	2010
TOTAL			700	547			



Figur 18 Kort med de 8 parkafsnit - foto til højre med nye gearkasser til V47 møllerne, nederst de nyeste Gamesa møller under opførelse.

Zafarana vindmøllepark er en af verdens største med 700 møller og knap 550 MW etableret på samme site, der strækker sig over 18 km nord-syd. Første møller er 10 år gamle, mens de nyeste stadig er under opførelse nov.09.

I det følgende gives teknisk chefs beskrivelse af væsentligste problemer med driften gennem de 10 år, og der forsøges givet et skøn på driftsomkostningerne.

Væsentligste driftsproblemer

Nordex 600 kW møller:

Flender gear på de fleste møller er ok, findes i 3 typer: 4280.0, -.4 og -.7, hvor den sidste version vurderes klart bedst. På 35 af møllerne var oprindelig ASUG gear, disse er alle skiftet.

Akslen mellem gear og generator er skiftet på alle møller efter adskillige havarier.

Generator leje skiftet på en del møller, nogle generatorer omviklet (10 af møllerne)

Hovedlejer (hovedaksel), forreste leje brudt sammen på 3 møller, som medførte gearkasse ødelagt.

Problem løst ved at smøre lejer hver 3. måned. I øvrigt er der to årlige serviceeftersyn, hvoraf det ene er et hovedeftersyn.

Vestas 660 kW møller:

Danida projekt: Isolationen på generatorer ikke i orden på første leverance, 36 generatorer (af 46) skiftet.

KFW-projekt: Metso gear. Leje problemer (Støj og metalspåner i olie). 20 gear skiftet, men fortsat problemer.

45 nye gearkasser leveres i 2009. 10 er pt. stoppet grundet støj fra gear samt metalspåner i olie.

Kabler fra møllebund til top har været defekte i 71 møller og er skiftet.

Gamesa 850 kW møller:

Disse er endnu ikke overtaget af den lokale serviceorganisation, men de deltager for at lære og kender derfor problemer.

Flere kabler mellem bund og nacelle defekte

Adskillige bremse skiver defekte – alle 100 udskiftes

Filtre for gearolie skiftet ofte

Hovedaksel brudt sammen for 1 mølle

Software er et stort problem – genstart kræves ofte samt gendownload af styringssystem.

Generelle problemer/andet

Kondensator batterier i styring er i flere tilfælde eksploderet, som har medført total ødelæggelse af styring i 8 møller. Aircondition kan måske begrænse problem, men de er blevet fortalt, det også sker i Tyskland, så varmen alene forklarer næppe. En skadesbegrænsende løsning ville være at placere kondensatorer i separat box. (PS: Problem uaktuelt fremover, da fasekompensering nu styres med effektelektronik i de fleste møller i stedet for kondensator batterier)

Fedt/olie – bør specificeres så det kan købes lokalt – de angivne standarder findes ikke lokalt.

Scada system virker stort set ikke – specielt problemer med interface til Gamesa møller, så pt køres med de lokale overvågningssystemer til hver delpark.

Vingevask er besværlig. Tager 3-4 timer pr. mølle. Pt. køres vingevask på alle møller (4 første parker) i dec. + jan måned, dvs. én gang årligt. Der skønnes at tabes op mod 10-15% af produktion før vingevask. (Mest på stall regulerede møller)

Driftsomkostninger i Zafarana

De detaljerede tal kan måske fås ved NREA. Chefen kunne oplyse, at der var 145 ansatte til drift af de ca. 140 MW (4 første parker). Det er ca. 1 mand pr. MW, hvor man som nævnt også deltog med oplæring i forhold til Gamesa møller.

De 145 mand er fordelt på en række kategorier, hvoraf blev nævnt:

- 2 chefer
- 60 service teknikere
- 25 ingeniører
- 10 security
- 4 regnskab
- 4 rengøring
- X chauffører

Det skal her med, at der er eget "staff house" som også drives af organisationen.

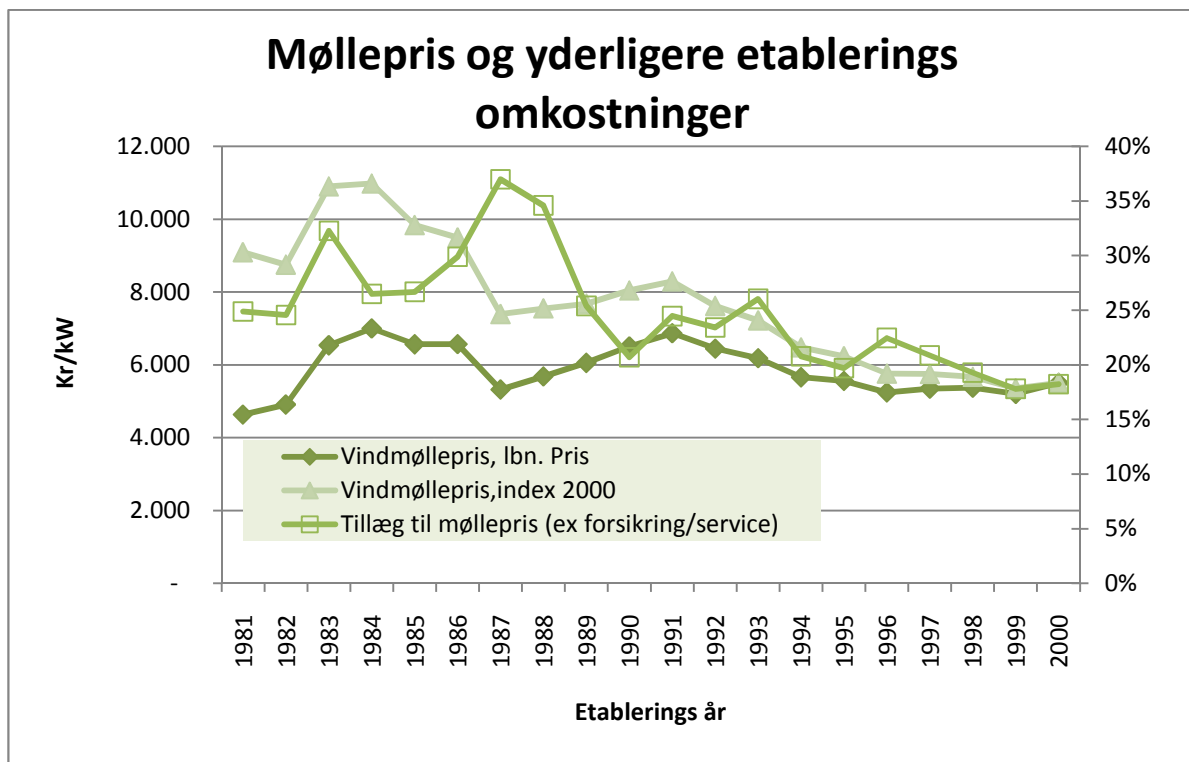
Lønomsomkostningerne er væsentlig mindre end i DK. Vi ved, at fx ingeniører får omkring 10.000 kr/måned, en chauffør omkring 5.000 kr/måned. Det vil nok ikke være helt skævt at regne med omkring 6-7000 kr/måned i gennemsnit, dvs. man har personaleomsomkostninger på omkring 80 kr/kW pr år. Da møllerne kører med kapacitetsfaktor på ca. 45%, bliver personaleomsomkostningen ca. 2 øre/kWh/år for de 140MW. Hertil kommer så afskrivninger på bygninger, biler og maskinpark, samt naturligvis reservedele, olie mv. Et umiddelbart gæt er, at disse er i ca. 3 øre/kWh, hvis alle omsomkostninger skal betales af parken – hidtil er en del betalt gennem garantiordninger. Fx vil det koste ca. 3 øre/kWh, hvis der skal investeres i nye gear til 10% af møllerne hvert år. Ved lokal renovering af gear bliver prisen nok omkring det halve for at holde gearene kørende løbende.

Summerende: ca. 200 kr/kW eller 5 øre/kWh i årlige driftsomkostninger, dog i høj grad baseret på gæt! Men det synes billigere end andre steder trods den store stab, grundet de lave lønomsomkostninger og ekstremt gode vindforhold, selv om de gode vindforhold også synes at fremskynde gearproblemerne. Der er således en klar indikation af, at gearproblemer er direkte koblet til vindforhold. Ved en kapacitetsfaktor på omkring 25% i Danmark, kommer problemerne efter ca. 8 år, mens de i Egypten ved kapacitetsfaktor 45% kommer efter omkring 5 år på samme mølletype.

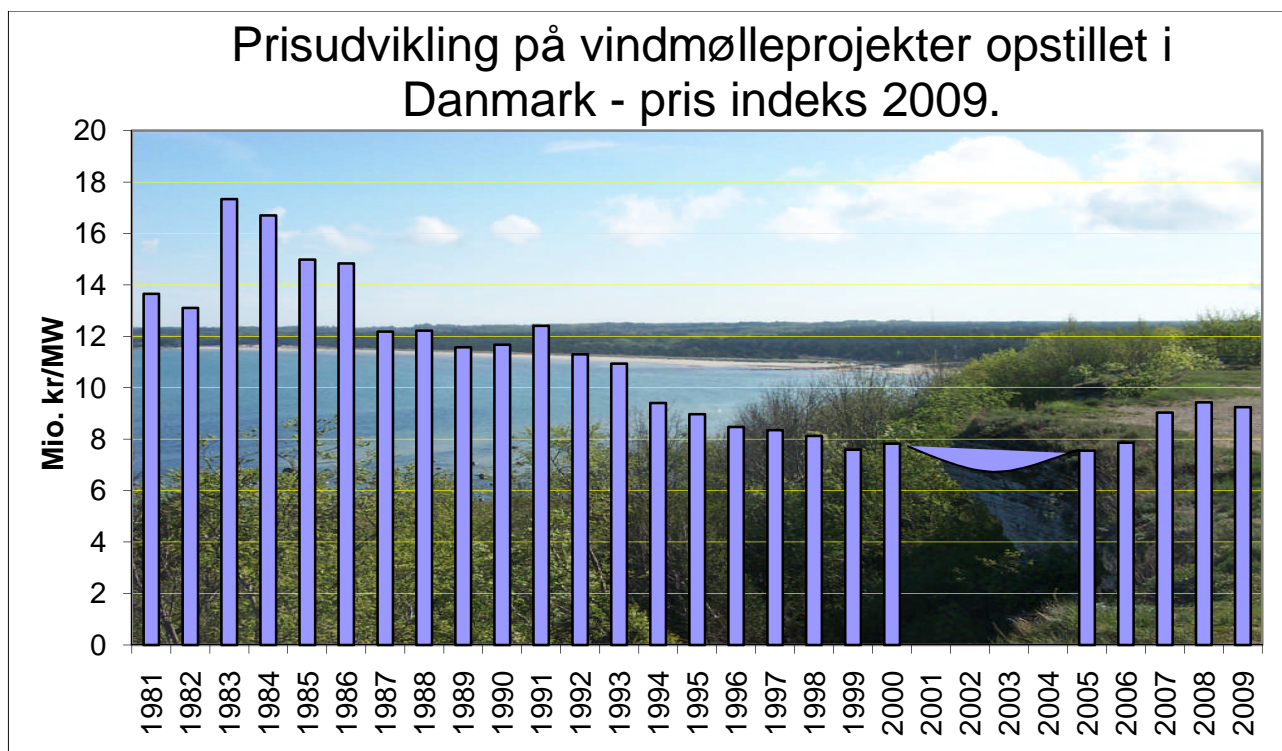
Etablerings omsomkostninger

Datagrundlag etableringsomsomkostninger

For perioden frem til 1998 blev vindmøllers etableringsomsomkostninger systematisk indsamlet i VINDSTAT databasen ved EMD, hvor mølleejere frivilligt indrapporterede detaljerede etableringsomsomkostninger. Et større Risø projekt i 2001 indsamlede i tillæg hertil detaljerede data på et stort antal projekter. Det er en samling af disse to datakilder, der er baggrunden for de efterfølgende historiske prisudviklings fremstillinger.



Figur 19 Prisudviklingen i Danmark. Vindmøllerne har siden starten i slutningen af 70'erne kostet nogenlunde det samme, ca. 6 mio. kr/MW. Korrigeres for inflation er der sket en markant prisreduktion pr. MW. Prisen på "tilbehør" (fundament, elinstallation mv.) har været faldende gennem årene primært grundet større vindmøller, hvor tilbehøret har udgjort en mindre og mindre procent del. Seneste priser indikerer ca. 20% i tillæg til møllepris.

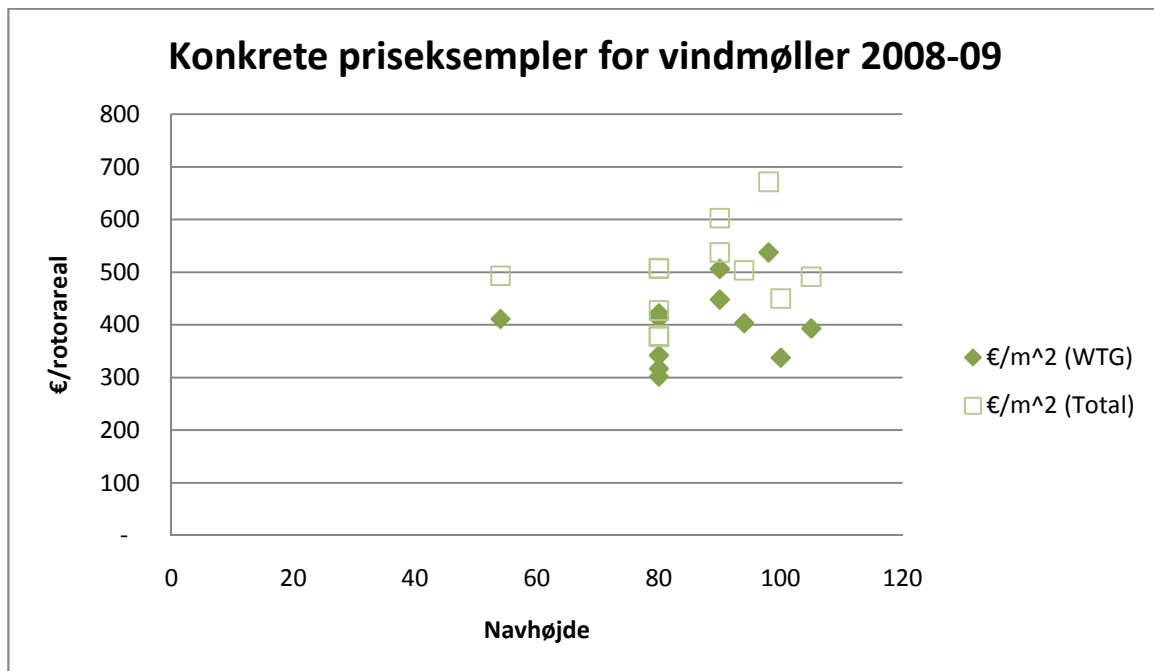


Figur 20 Fremstillingen her er baseret på et lidt andet (større) datagrundlag, idet der for en række projekter kun kendes "turn key" priser. Her er prisindeks 2009 anvendt. For årene 1981-2000 er datagrundlaget rimeligt stort med prisoplysninger fra omkring 1000 vindmølleprojekter. Efter 2000 er det statistiske grundlag spinkelt, og værdierne baseres delvist på vurderinger, hvor såvel enkelte konkrete projekter som listepriser danner prisestimaterne. Priserne ved vi nåede bunden omkring 2002-03

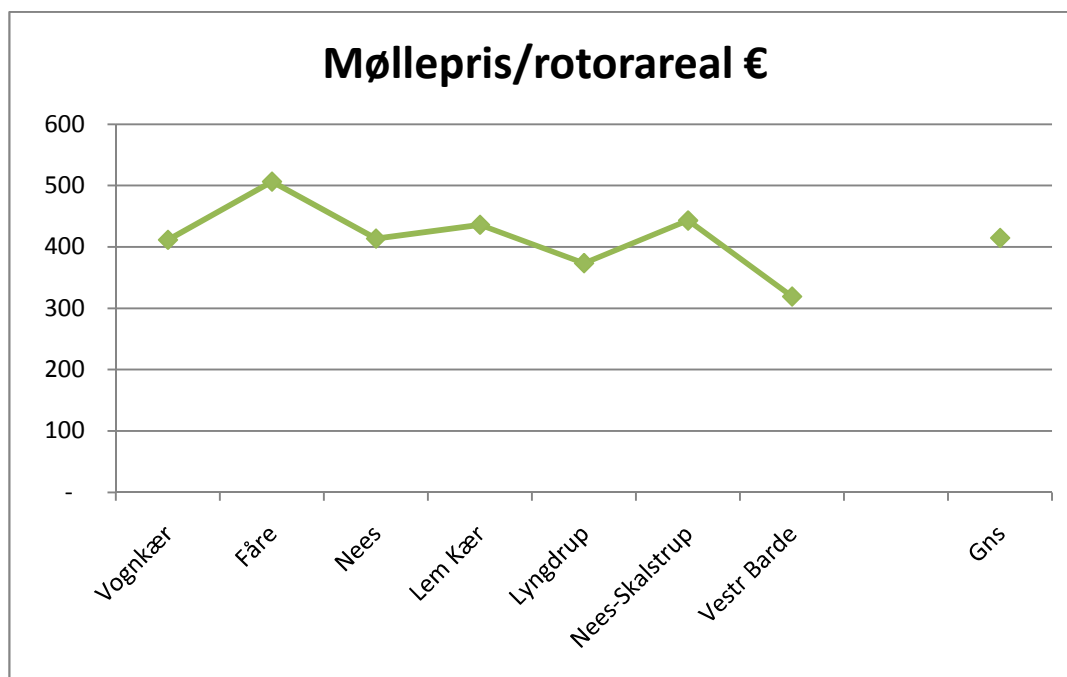
med under 7 mio. kr/MW (omregnet til 2009 priser, dvs. ca. 6 mio. kr/MW i 2002) og har siden været stigende, for atter at udvise et svagt fald fra 2008 til 2009 – mere herom i efterfølgende analyser.

Væsentligste forklaringer på prisstigningerne de senere år har været den øgede efterspørgsel fra hele verden grundet olieprisens store hop i 2005 samt den økonomiske vækst generelt, som har givet såvel øgede materiale som lønomkostninger. Det skal dog også nævnes, at vindmøllerne viste sig at have holdbarhedsproblemer, især gearproblemer, som har medført øgede udviklings- og garantiomkostninger, som skulle dækkes ind gennem stigende priser. Fabrikkerne har med baggrund i den øgede efterspørgsel da også kunnet vende underskud til overskud – der er med andre ord også et øget dækningsbidrag i de forøgede priser. Endelig er stigende rotorareal pr. kW samt stigende navhøjde markante medvirkende årsager til prisstigningerne målt pr. kW. Mere herom i afsnit om lærekurver.

For et studie af de nyeste priser har vi indsamlet konkrete projekt pris eksempler i løbet af projekt perioden. Dette er såvel afgivne tilbud som konkret realiserede projekter såvel i Danmark som i udlandet. Det har været ret vanskeligt at få "hold" på priserne gennem projekt perioden, idet vi startede i 2008 med "overophedet" vækst og efterspørgsel, hvorefter finanskrisen kom i efteråret 2008 med deraf følgende effekter, mens der her ultimo 2009 synes at være en stabilisering i priseniveauet.



Figur 21 En række priseksempler på hhv. vindmølle og projekt - her er valgt at vise priser i €/m² rotorareal, da vindmøllerne i dag langt mere tilpasses til vindforholdene og prisen pr MW bliver mindre og mindre ensartet. Som det ses er der en del spredning – her skal nævnes at de fleste af de viste projekter er i udlandet.



Figur 22 En anden "projektsamling", nemlig de offentliggjorte projektpreiser på en række projekter hvor naboer skal tilbydes medejerskab, giver et tilsvarende ret klart billede af vindmøllepriserne målt pr. rotor areal. Prisudsvingene kan primært tilskrives forskellige forhold mellem rotorareal og generator effekt.

Baseret på eksemplerne samt konkrete prisforespørgsler ved fabrikkerne er vi kommet frem til en prisberegnings model, som vi mener giver et ret præcist bud på vindmøllepriserne ultimo 2009

Forventede etableringsomkostninger, analyser

De analyser af priser på vindmøller, man typisk ser, opgør typisk prisen pr. MW. De seneste års udvikling af mølletyper til at blive bedre tilpasset til de aktuelle vindforhold gør, at dette i dag vurderes for snævert. Vi har derfor arbejdet på at opstille mere nuancerede prismodeller.

Der er tre væsentlige tilpasninger af moderne vindmøller:

1. Rotorareal i forhold til generator effekt = Specifik effekt
2. Navhøjde
3. Laster

Specifik effekt

Dette er en markant parameter. Det er set, at man på stort set samme møllekonstruktion sætter væsentlig større rotor for derved at bringe pris/ydelse ned. Den primære ulempe er, at møllen ikke er egnet til placeringer, hvor man har høje vindhastigheder og/eller meget turbulens.

Navhøjde

Især i Tyskland og fx Østeuropa, hvor vindforholdene generelt er ringe, kan man med en øget navhøjde opnå væsentlig bedre vindforhold uden tilsvarende merpris. Mest markant er den tyske Führländer vindmølle, der leveres med op til 160 m navhøjde for en 2.5 MW vindmølle med 90 m rotordiameter. Men også de danske producenter har leveret mange vindmøller i nævnte områder med navhøjder 105-115 m for 1,5 – 2 MW vindmøller, hvor standard navhøjden typisk er omkring 80m. Et problem her er vejtransport, idet bundsektionen skal have en rimelig stor diameter for at begrænse materialeforbruget. Dette problem

er løst af Führländer ved at udvikle en gittermast konstruktion og af Enercon ved at bygge betontårne, som et "byggekloids-system" med præfabrikerede skaller, der limes sammen ved opstillingen. Siemens er tilsvarende i gang med udvikling af betontårne, hvor de første prototyper er rejst i Danmark. Disse er baseret på glideforskaling.

Laster

Tilpasning i forbindelse med laster består foreløbig primært i, at vindmøllerne bygges svagere til de placeringer, der har ringere vindforhold. Det er reelt det samme "indgreb" som nævnt under specifik effekt, at man til den samme konstruktion udvikler større rotor. Men der er på forskningsniveau flere andre initiativer i gang til lastreduktion, eksempelvis ved at man styrer de enkelte vingeblades bane så lastpåvirkningerne minimeres. Dette kan fx ske gennem bevægelig bagkant, som kan etableres med en deformerbar gummibagkant, som kan styres med luft eller væsketryk eller mere traditionelle løsninger som på fly.

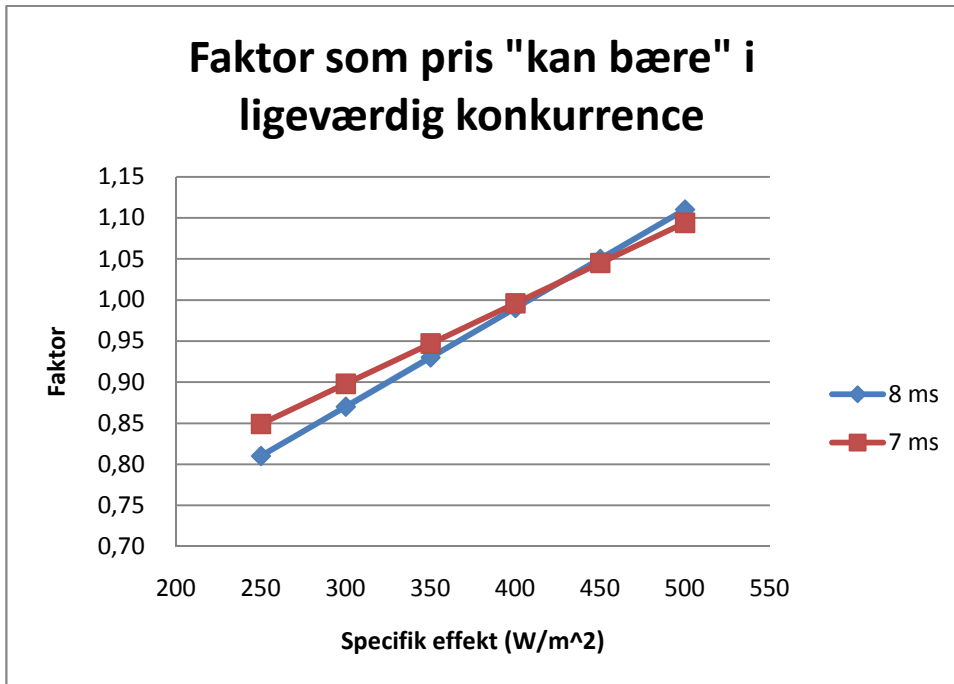
Den væsentligste prispåvirkning er pt montering af større rotor. Det er derfor relevant at se på vindmøllepriser ikke blot pr. MW men også som funktion af specifik effekt.

Vi har med basis i aktuelle 2009 priser for Danske vindmøller indsamlet dels fra allerede nævnte kilder, dels hvad vi har kunnet spørge os ind til, opstillet et prisberegningsudtryk, der såvel inddrager specifik effekt som navnhøjde.

Udgangspunktet (som er fundet iterativt) er en grundpris på 400 €/m² rotorareal for en "standard vindmølle" med 80 m navnhøjde og 400 W/m² specifik effekt (fx 80 m rotor til 2 MW generator).

Vi har (gennem mange iterationer) fundet frem til de korrektionsfaktorer, der giver det mest præcise billede af vindmøllernes faktiske skønnede ultimo 2009 priser. Det er desuden inddraget, at priserne bør være nogenlunde ens pr produceret kWh ved en given vindhastighed i 80m højde. Denne forudsætning er med til at give en ekstra kalibreringsfaktor begrundet i "sund fornuft" og dermed give prisberegneren mulighed for at arbejde uden for de møllestørrelser, vi har rimelig gode prisoplysninger for.

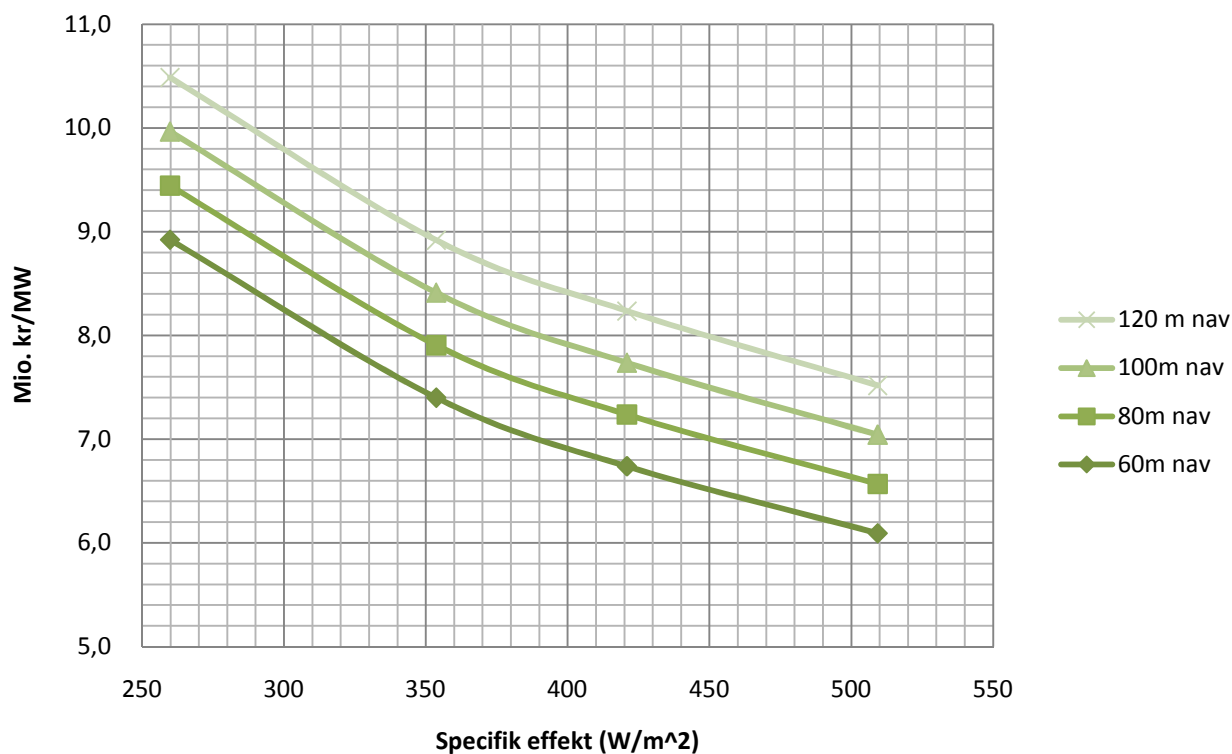
Det er naturligvis ikke uvæsentligt ved kalibrering af prisberegneren hvilken vindhastighed, vi vælger som udgangspunkt for konstant pris/produktion. Derfor er kalibreret for 2 forskellige vindhastigheder for derved også at afdække prismekanismens vindhastigheds afhængighed.



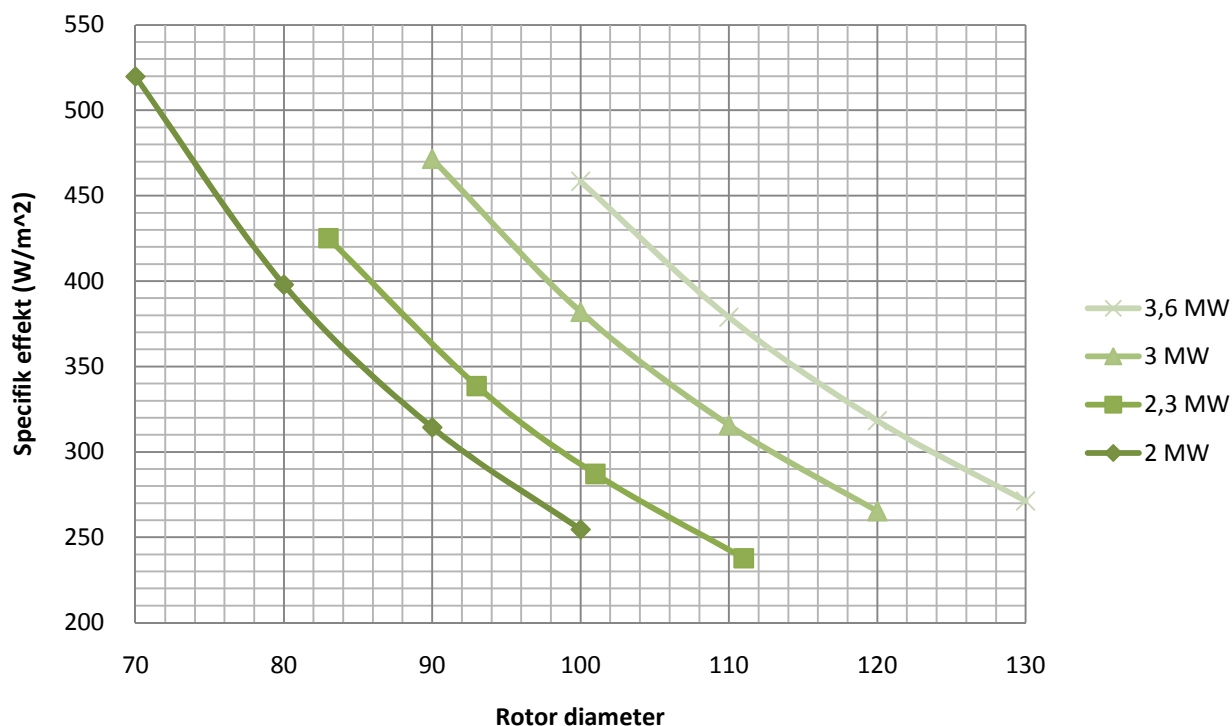
Figur 23 Et delresultat af den udviklede prisberegner er hvor meget merpris en større generator til den samme mølle (eller omvendt), en vindmølle kan bære. Det ses at hvis man øger effekten med 25% fra 400 til 500 W/m², kan dette "bære" en merpris på ca. 10% - mindre ved ringere vindforhold og mere ved bedre vindforhold.

Det er væsentligt, når man ser på faktorerne ovenfor, at der er tale om at sammenligne valg mellem alternative konstruktioner, som giver den samme produktion pr investering. Hvis man kun så på prisen pr MW, ville man let komme til at betale 25% mere for en merydelse på kun 10% - og der er desværre ofte en tendens til, at man kun benytter den helt simple sammenligning.

Vindmøllepriser ultimo 2009 - kalibreret ved 8 m/s

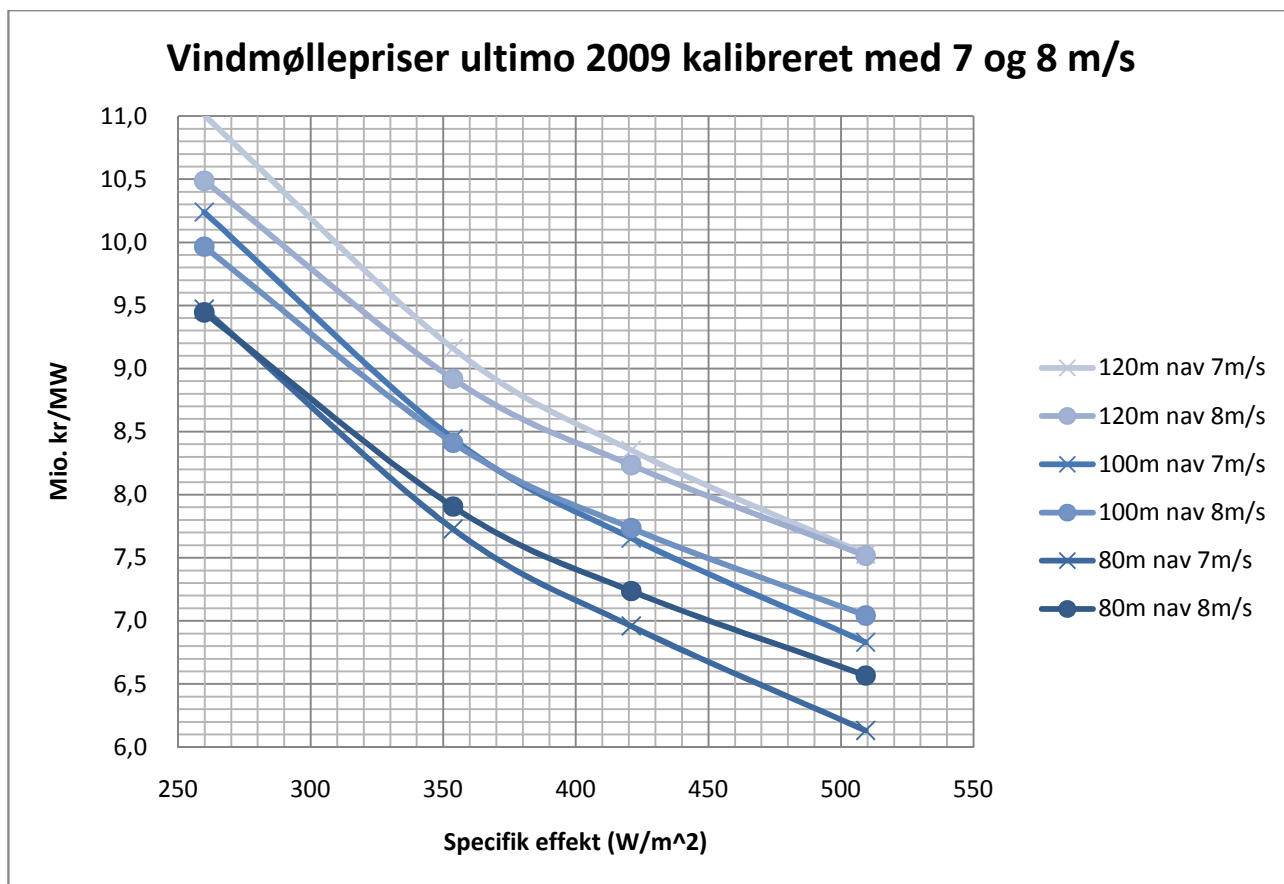


Rotordiameter til specifik effekt omregner



Figur 24 Med de to sæt grafer ovenfor er det relativt simpelt at gå ind at aflæse, hvad en given vindmølle ca. bør koste. Der er tale om vindmølle leveret, opstillet og indkørt i Danmark, men excl. fundament, eltilslutning mv. Der skal typisk tillægges 20%

for at komme frem til den samlede investering (ex. moms), dog mere hvis fx skrotmøller skal købes ud eller der skal gives nabo erstatning.



Figur 25 Hvis prisen beregneren i stedet kalibreres ved 7 m/s middelvind i 80 m højde, ville kurverne ændres lidt.

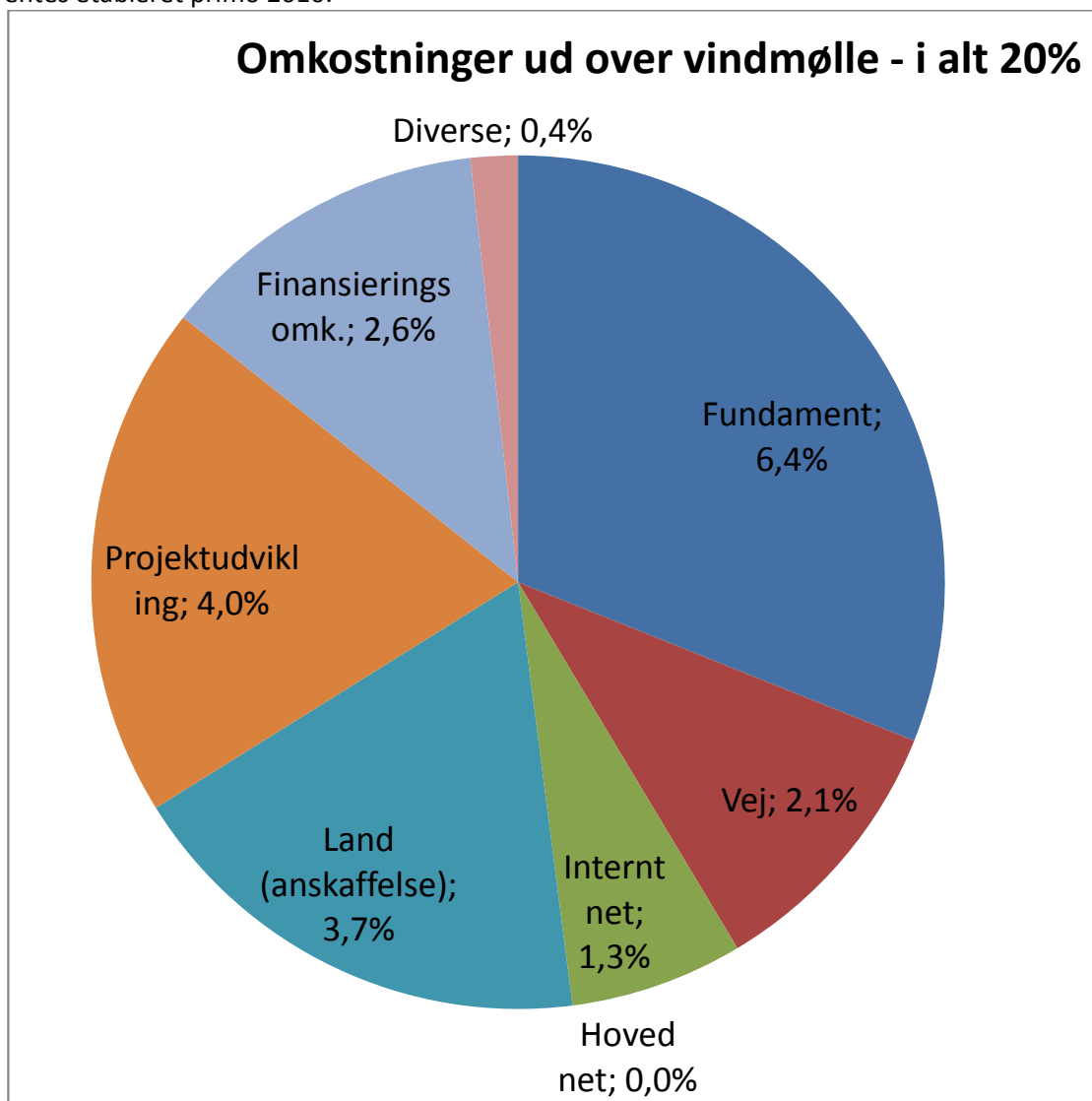
Ved en lavere årsmiddelvindhastighed vil man ikke med fornuft kunne betale så meget ekstra for en høj specifik effekt, og tilsvarende vil en mølle med lav specifik effekt/stor navhøjde kunne bære en højere pris, relativt til konkurrerende møller med andre hovedspecifikationer. Og sådan ville tendensen fortsætte ved hhv. endnu lavere eller endnu højere vindhastigheder.

Det skal afslutningsvist pointeres at priskurverne primært har til formål at illustrere prisdannelsesmekanismen – at det er vindmøllens årlige energiproduktion der definerer ”en rimelig pris”, når valget står mellem forskellige mølletyper. Man kan groft sige, at det er den mølle, der har en pris der ligger lavest i forhold til de viste kurver, der er det bedste køb, men det er ikke den eneste parameter.

Projektpris onshore

Ud over vindmøllens pris, er der yderligere omkostninger, som i nøgletals beregninger blot sættes til 20%, bl.a. jf. Figur 19 Prisudviklingen i Danmark. Vindmøllerne har siden starten i slutningen af 70'erne kostet nogenlunde det samme, ca. 6 mio. kr/MW. Korrigeres for inflation er der sket en markant prisreduktion pr. MW. Prisen på ”tilbehør” (fundament, elinstallation mv.) har været faldende gennem årene primært grundet større vindmøller, hvor tilbehøret har udgjort en mindre og mindre procent del. Seneste priser indikerer ca. 20% i tillæg til møllepris.

I det følgende gives et overblik over hvorledes omkostninger ud over vindmøllens pris forventes ultimo 2009. Analysen er baseret på de 7 projekter, der er udbudt til salg, hvoraf et er etableret og de øvrige forventes etableret primo 2010.



Figur 26 Pristillæg for de 7 projekter ud over vindmøllepris er præcist 20% i gennemsnit for de 7 projekter, fordelt som vist ovenfor. Hertil kommer for nogle projekter "specielle" omkostninger i form af opkøb af skrotvindmøller samt nabo erstatning. Specielt for danske projekter er, at man ikke betaler for hovednet for landprojekter.

	Analyse af 7 konkrete DK projekter etablerings år 2009/10:								
MW	3	3,6	3	3	2,3	3	2,3		
Rotor	90	107	90	112	93	90	101		
Nav	80	90	80	94	80	80	90		
Spec.eff	0,472	0,400	0,472	0,305	0,339	0,472	0,287		
Proj.	Vognkær	Fåre	Nees	Lem Kær	Lyngdrup	Nees-Skalstrup	Vester Barde	Gns	Pristillæg
	mio.DKK	mio.DKK	mio.DKK	mio.DKK	mio.DKK	mio.DKK	mio.DKK		til vindmølle
Vindmølle, installeret	19,5	33,9	19,6	32,0	18,9	21,0	19,0	23,42	
Fundament	1,8	1,5	1,2	1,5	1,4	1,5	1,5	1,49	6,4%
Vej	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,50	2,1%
Internt net	-	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,31	1,3%
Hoved net	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0%
Land (anskaffelse)	1,3	1,1	0,1	1,1	1,0	0,2	1,3	0,87	3,7%
Projektudvikling	1,0	1,7	1,2	1,0	0,9	-	0,9	0,94	4,0%
Finansierings omk.	-	1,0	0,8	0,6	0,6	-	1,3	0,60	2,6%
Diverse	0,6	-	-	-	-	-	-	0,09	0,4%
Subtotal 1	24,6	40,1	23,7	37,0	23,6	23,6	24,9	28,22	120,5%
Nabo erstatning	0,3	-	-	-	0,1	0,1	0,4	0,11	0,5%
Opkøb skrotmøller	6,8	1,4	1,5	0,7	0,8	0,7	3,1	2,14	9,1%
Subtotal 2	31,6	41,5	25,2	37,7	24,5	24,3	28,4	30,47	130,1%
Subtotal 1 pr. MW	8,2	11,2	7,9	12,3	10,3	7,9	10,8	9,79	
Subtotal 2 pr. MW	10,5	11,5	8,4	12,6	10,7	8,1	12,3	10,59	

Figur 27 De 7 projekters prisoplysninger samlet på hovedgrupper.

Som det fremgår af tabellen, er tillægget til vindmølleprisen 20,5%, når man ser bort fra naboerstatning og skrotvindmøller. Disse må betragtes som "specielle omkostninger", der for skrotvindmøllernes vedkommende må betragtes som et overgangsfænomen, som samtidig giver en merindtjening, der bør holde omkostningen nogenlunde omkostningsneutral. Naboerstatningen er i de viste projekter yderst beskeden. Den må dog betragtes som en "dark horse", der kan gå hen og blive en mere markant omkostning.

Fundament

Fundamentets pris kan variere lidt afhængig af jordbundsforhold og vil naturligvis afhænge af navhøjde. For vindmøllerne i eksemplerne varierer prisen fra 1,2 – 1,8 mio. kr svarende til 0,4 til 0,66 mio. kr/MW.

Vej

Vejanlæg afhænger af placeringens "natur" – nogle projekter kan etableres langs eksisterende veje, der har en kvalitet der er god nok til, at der ikke kræves nævneværdige forbedringer, mens andre må have helt nye veje. Der er i de 7 eksempler variationer fra 0,12 – 0,27 mio. kr/MW.

Internt net

Kabler mellem vindmøllerne og forbindelserne er ret konstante omkring 0,15 mio. kr/MW.

Hoved net

Som udgangspunkt er det en forpligtigelse for elforsyningssystemet at stille net til rådighed for at aftage strømmen fra vindmøllerne, og det er derfor ikke en omkostning for vindmølleprojektet – modsat projekter i udlandet, hvor denne omkostning ofte er væsentlig.

Land

Erhvervelse af land til et vindmølleprojekt er af mere varierende karakter. For nogle projekter, etableret på vindmølleejers egen jord, er der ingen omkostninger, mens der ved køb af jord til projektet vil være en vis differentiering i forhold til vindressourcen. Der er med andre ord tale om, at omkostningen styres af værdien af projektet. Priserne i eksemplerne varierer fra 30.000 kr til 550.000 kr/MW. Som et "nøgletal" nævnes ofte 1 mio. kr/vindmølle som engangserstatning for at stille jord til rådighed for en moderne vindmølle. For nogle projekter vil en løbende betaling af jordleje ses.

Projektudvikling

Her ses for de nye projekter flere elementer, som vi har samlet under projektudvikling:

- Byggestyring
- Analyser og kvalitetssikring
- Revisor, advokat, landinspektør
- Stiftelse af laug og salg af vindmølleandele/administration af køberet
- VVM redegørelse
- Projektudvikling generelt

Omkostninger beløber sig op til 0,5 mio.kr/MW og udgør i gennemsnit 4% i tillæg til vindmøllepris, hvilket må betegnes lidt højt – om end langt højere bidrag hertil er set gennem tiderne. Et "gammelt nøgletal" for udenlandske projekter siger 3% af projektpriis til projektudvikling.

Finansieringsomkostninger

Der skal lægges penge ud under projektudviklingsperioden, og eksempelvis til moms under etableringen. Da projekterne er blevet større de senere år og med længere etableringstidshorisont, er denne omkostningsdel vokset i forhold til tidligere.

I de 7 projekter med oplysninger herom varierer omkostning fra 0,2-0,6 mio. kr/MW.

Diverse

Der vil normalt ikke være nævneværdige uforudsete omkostninger, hvis man har medregnet alle ovenstående på fornuftig vis.

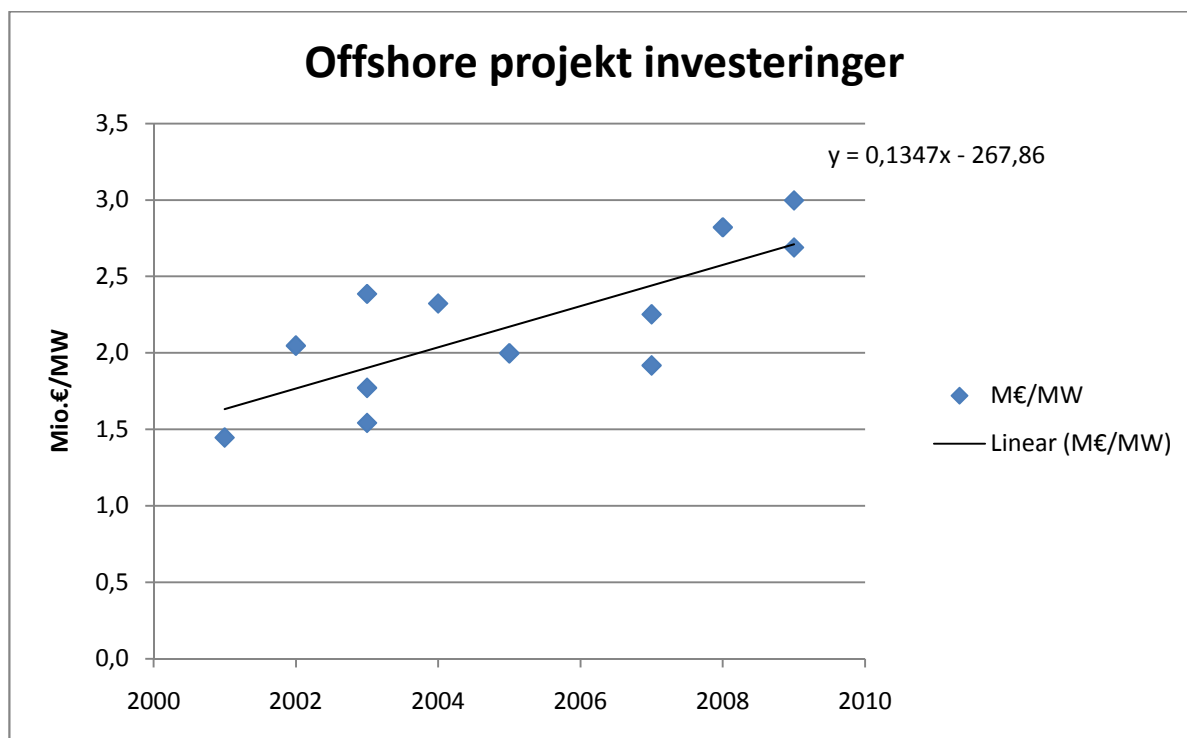
Projektpriis offshore

For offshore projekter er etableringsomkostningerne større. I det følgende søges analyseret hvor meget offshore projekter forventes at koste ultimo 2009.

Etablerings år	Projekt	Land	Antal møller	MW/mølle	MW	Projekt udvikler	Investering M€ i alt	Pris indeks	Invest., M€, 2009 priser	M€/MW
2001	Middelgrunden	Denmark	20	2	40	Lokal	47	0,8730	58	1,4
2002	Horns Rev I	Denmark	80	2	160	DONG Energy	272	0,8926	328	2,0
2003	Samsø	Denmark	10	2,3	23	Lokal	30	0,9088	35	1,5
2003	Nysted/Rødsand I	Denmark	72	2,3	166	DONG Energy	248	0,9088	293	1,8
2003	North Hyle	UK	30	2	60		121	0,9088	143	2,4
2004	Scroby sands	UK	30	2	60		121	0,9335	139	2,3
2005	Kentich Flat	UK	30	3	90		159	0,9508	180	2,0
2007	Burbo Bank	UK	24	3,6	86		181	1,0000	195	2,3
2007	Lillgrunden	Sweden	48	2,3	110	Vattenfall	197	1,0000	212	1,9
2008	Robin Rigg	UK	60	3	180		492	1,0418	508	2,8
2009	Horns Rev II	Denmark	91	2,3	209	DONG Energy	627	1,0750	627	3,0
2009	Rhyl Flats	UK	25	3,6	90	RWE npower	242	1,0750	242	2,7
	Sum/Gennemsnit				1275				2960	2,3

Etablerede projekters investeringsomkostninger. Kilden til disse data er primært *Offshore Wind Power*

Experiences, Potential and Key Issues for Deployment; Joergen K. Lemming; Poul Erik Morthorst; Niels-Erik Clausen - Risø National Laboratory - Technical University of Denmark; men også andre kilder er været anvendt, fx reNews 091203, hvorfra de nyere projekter er hentet. Også Energistyrelsen/Teknologi kataloget har været behjælpelig med ovenviste data.



Figur 28 Det ses at investeringsomkostningerne er steget omkring 13,5% pr år fra 2000 til 2009 omregnet til 2009 prisniveau.

En del af forklaringen på de stigende priser er, at møllerne er kommet længere ud på havet.

For fremtidige offshore projekter er det væsentligt at kende hvilke faktorer, der afgør prisniveauet. Vi har derfor forsøgt at opdele investeringsomkostningerne i delkomponenter og vurdere hvilke, der er de primære prisdannere.

Offshore mølle projekter	k€/MW	Mio. DKK/MW	k€/MW	Relativ	Mio. DKK/MW	k€/MW	
	Faktisk pris:		Forventet	til 02/03			
	2002-3 (HR + Nysted)		2009			2009-min	2009-max
Vindmøller	815	6,1	1200	147%	8,9	1.100	1.500
Fundamenter	350	2,6	500	143%	3,7	400	800
Opstilling	Med i vindmøller		120		0,9	100	150
Internt net	85	0,6	100	118%	0,7	80	120
Hovedtrafo+ilandføring	270	2,0	500	185%	3,7	50	1.000
Design, management	100	0,7	100	100%	0,7	50	250
Miljøvurdering	50	0,4	50	100%	0,4	20	100
Diverse	10	0,1	20	200%	0,1	-	80
TOTAL	1680	12,5	2590	154%	19,3	1.800	4.000
Nettoprisindeks	106		123	116%			
Reel stigning 2002/03-2009				133%			
Finansiering	Ikke medtaget		200		1,5	135	300
TOTAL med finansiering			2790			1935	4300

Her ses priserne dekomponeret for de første Horns Rev og Nysted projekter fra Risø rapport "Risø R-1673(EN)", samt projektgruppens skøn på ultimo 2009 prisniveau, som er baseret på flere kilder. Som det fremgår, er prisniveauet som en gennemsnitsbetragtning steget 54% fra 2002-2009, men blot 33% korregeret for prisindeks. Medtages at 2009 møllen typisk har omkring 25% større rotorareal pr MW, og dermed i størrelsesordenen 20% større produktion, er den reelle omkostnings stigning beskeden. De enkelte priskomponenter kommenteres efterfølgende. Prisniveauet 2009 er ud over som et "groft gennemsnit" også vist som 2009-min og en 2009-max. Disse værdier illustrerer det store spænd, der kan være i prisen på en offshore installation, hvor vindmølleprisen kun bidrager med en mindre del af prisvariationen.

Finansieringsomkostningerne, som ikke er medtaget for de to projekter 2002/03 (da der her i høj grad var tale om offentlige subsidierede forundersøgelser mv.), men som for nye projekter er yderst relevant, er beregnet ud fra denne simple betragtning:

år	Invest-%	Rente omk. (%)	Rente akk. (%)
1	10	0,5	1,5
2	30	1,5	3
3	60	3	3
SUM	100		7,5

Projektudviklingstiden forventes at være 3-4 år. Det antages, at investeringsfordelingen er som i tabellen med 10% første år til forundersøgelser mv., 30% andet år primært til fundamenter og til dels elkabler og endelig 3. år 60% som primært er vindmøllerne og installationen heraf. Der regnes med 5% rente pr. år, hvilket giver de viste renteomkostninger. Akkumuleres således at 1. års renteomkostninger ganges med 3, da der går 3 år fra investering til indtjening starter, 2. års med 2 og 3. års med 1, bliver den samlede finansieringsomkostning 7,5% af investeringen.

Vindmøllen

Prisen på en offshore vindmølle skønnes at være 10-20% højere end en onshore vindmølle. Begrundelsen herfor er primært bedre korrosions beskyttelse og kraftigere tårn. Men også en række specielle features som bedre temperaturregulerings udstyr, luftfiltre, sikkerhedsudstyr, intern kran, evt. helikopter platform, bedre afmærkning, mere avancerede tilgangsforhold mv. begrundet den højere pris.

Fundamenter

Det er naturligvis logisk, at et offshore fundament er væsentligt dyrere end onshore. Der er arbejdet meget med optimering af offshore fundamenter, og det der i høj grad handler om iflg. rådgivere i branchen er "management" – dvs. en god planlægning af såvel konstruktion, udsejling som montage er afgørende for at få prisen ned. Meget kan gøres forkert/uhensigtsmæssigt. Blot en detalje som at man bygger fundamenterne på de senere udskibningspramme frem for senere at skulle løfte dem over med dyr krankapacitet nævnes som en detalje, der kan spare mange penge. Prisniveauet for hhv. monopile eller gravitations fundamenter adskiller sig næppe meget, blot er førstnævnte lidt mere attraktiv ved større vanddybder. Der er imidlertid en konstant udvikling af nye funderings koncepter, som dog næppe vil ændre radikalt på prisniveauet. Prisstigningen fra 2002-09 skal primært ses som en følge af større vindmøller (rotorer), samt den generelle prisudvikling på materialerne.

Opstilling

Vi har fået oplyst, at et opstillingsfartøj koster omkring 2 mio. kr/dag. Dette kan omregnes til viste prisniveau pr. MW. Vejrforhold i opstillingsperioden kan naturligvis være afgørende for de samlede omkostninger.

Internt net

Her er kabel omkostninger samt nedlægning afgørende. Det betyder at bundforhold kan påvirke omkostningerne noget.

Hovedtrafo samt ilandføring

Dette er en meget afgørende og meget variabel omkostning. Især ilandføringen kan give meget store variationer, dels bestemt af afstanden til kysten, men også i høj grad hvor på land, man kan tilslutte de typisk meget store effekter. Denne omkostning er således meget projektspecifik.

Design/management

Kan naturligvis variere en del. Helt afgørende er det at benytte rådgivere med erfaring indenfor området, ellers kan det blive meget dyrt – ikke blot i rådgivning men også på grund af de følgeomkostninger, der kommer af manglende erfaring. Der er naturligvis også en del at hente på energiproduktionen ved et korrekt optimeret layout. Et eksempel til illustration heraf er Lillgrund projektet, der har hele 25% "park-tab", dvs vindskygge mellem vindmøllerne. Grunden her er dog ikke dårlig rådgivning, men at layout blev fastlagt mange år før projektet blev realiseret baseret på meget mindre vindmøller. Projektet trak imidlertid grundet miljøgodkendelser ud i mange år, og man vurderede, at hvis layout skulle ændres, kunne det koste miljøtilladelsen, og man fastholdt derfor layout med en møllestørrelse, der reelt var alt for stor til dette.

Miljøvurdering

Krav kan være meget forskellige, og dermed omkostninger

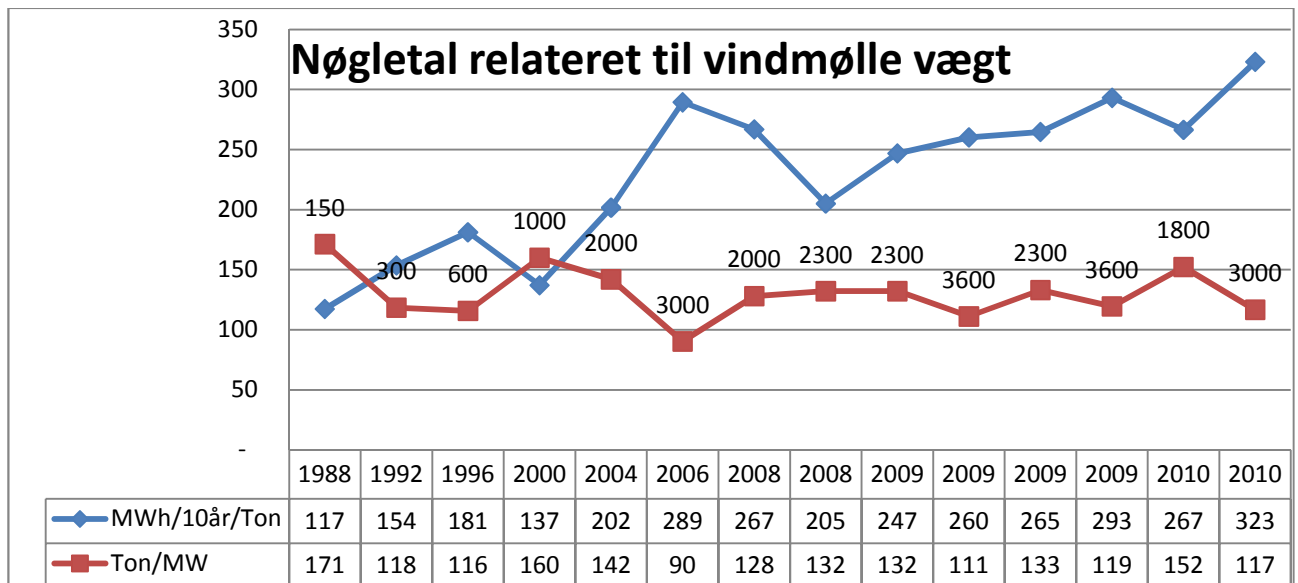
Diverse

Er i sigens natur en "uforudsigelig størrelse"

Bemærk at finansieringsomkostninger ikke er medtaget, om end disse også kan være meget væsentlige grundet den lange byggeperiode, man typisk ser for offshore projekter.

Prisudvikling for vindmøllen, ingeniørmæssig betragtning

Senere i rapporten er et afsnit om prisudvikling baseret på lærecurve teorien. Her gives nogle bud på mulige prisreduktorer ud fra mere enkle ingeniørmæssige betragtninger.

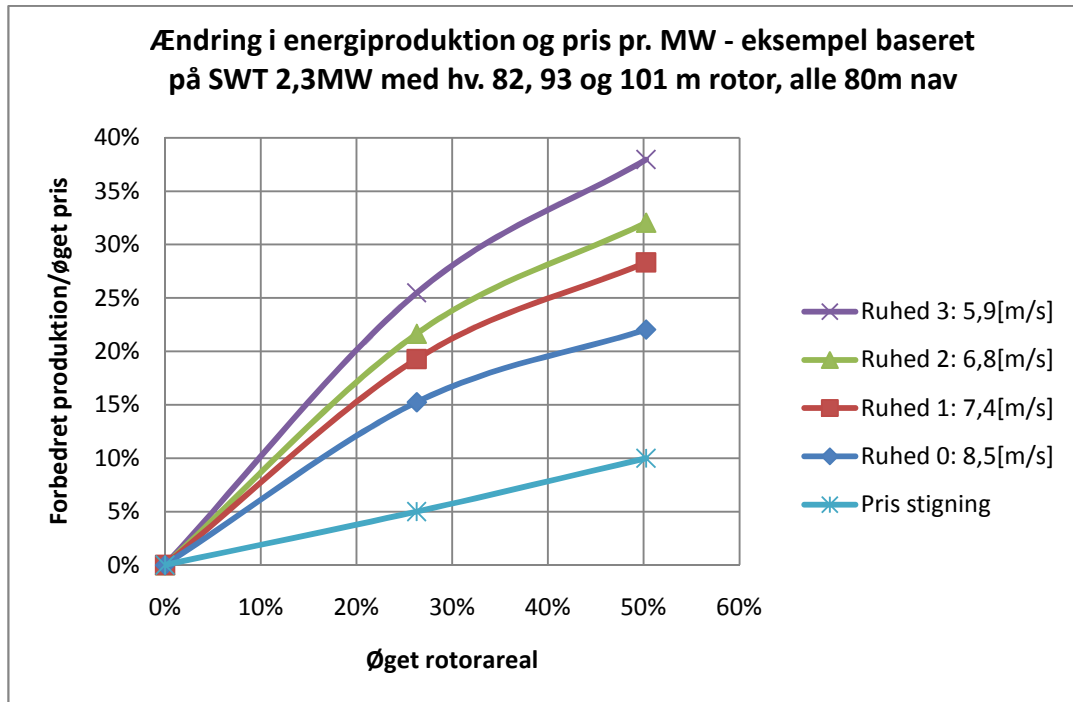


Figur 29 Mens vægten pr. MW ikke ændrer sig nævneværdigt i tid, er der en markant stigning i produktion pr. vægt.

Ovenfor er udvalgte mølletyper vist i et historisk forløb. For nogle af de nyere mølletyper er der tale om delvise skøn, og det skal bemærkes, at samme mølletype ofte vil leveres med forskellig vægt (tårn) afhængig af placeringens vindforhold. Endelig skal bemærkes, at det år de enkelte mølletyper er sat ind ikke nødvendigvis er lanceringsåret, men mere et "typisk gennembrudsår" for møllestørrelsen.

En af de væsentlige parametre, når en vindmølle skal billiggøres, er vægten. Jo større vægt des større materialeomkostninger. I grafen ovenfor er indsamlet oplysninger om vægt for en række "typiske" vindmøller gennem de seneste 20 år, og der ses en markant stigning i produktionen pr. vægtenhed. Større tårne og rotor i forhold til kW giver en klar forbedring i produktionen i forhold til vægten. Produktion er her beregnet ud fra en dansk indlandsplacering, ruhedsklasse 1,5.

Om der kan og i givet fald hvor meget, der kan fortsættes af dette spor, er vanskeligt at afgøre. I det efterfølgende forsøger vi at vurdere mulighederne for fortsat prisreduktion pr produceret kWh ud fra en ingeniørmæssig betragtning.



Figur 30 En illustration af hvor meget større rotor til samme mølle øger produktionen. Jo højere vindhastighed des mindre får man ud af det ekstra rotorareal, men selv ved stor vindhastighed er forbedring i produktion væsentlig højere end prisstigning. Her skal dog med, at møllen med den største rotor ikke nødvendigvis kan holde til de højeste vindhastigheder – eller at prisen forøges yderligere, fordi konstruktionen må forstærkes yderligere.

Grafen ovenfor illustrerer tydeligt, at større rotor er en rigtig god ide, når de kan udvikles med ret beskedne meromkostninger for møllen som helhed, hvilket de prisindikationer vi har adgang til, viser. Det vil, hvis ovenviste foreløbige data holder, og driftsomkostninger ikke påvirkes væsentligt, altid være mest fordelagtigt at vælge den største rotor til placeringer i Danmark.

Rotoren

Der er forskellige trends, hvad rotoren angår de senere år. Tysk Enercon har udviklet en optimeret rotor, hvor rodstykket er optimeret og de er monteret winglets, som vi kender dem fra flyindustrien. Denne rotor synes at performe mindst 5% bedre end de traditionelle rotor, men er også dyrere. Andre fabrikanten, bl.a. Siemens og Vestas går mere i retning af smallere og længere vinger, som reducerer laster og dermed går imod en mere økonomisk samlet optimal løsning i forhold til Enercons effektivitets optimale løsning. Hvilken løsning, der ender op med at være mest "optimal", har vi endnu ikke det endelige svar på. En mulig forbedring er naturligvis færre vinger, 2 eller 1 vingede konstruktioner er set, men indtil videre har disse ikke slået an. Der synes at være en konflikt i forhold til balance/laster, der gør at 3 vingede rotor fortsat er den mest optimale løsning.

Andre initiativer indenfor rotor optimering er en aktiv styring af vingeudformningen, fx gennem bevægelig bagkant, som kan styres ved deformation gennem væske eller luft tryk eller med piezoelektrostatiske materialer eller simpel hydraulik som anvendes på fly. En vingetilpasning evt. kombineret med at man måler luftindstrømning til rotor med fx Lidar monteret på møllen kunne blive en fremtidig lastreduktion, der kunne optimere vindmøllen yderligere.

Hvad angår selve vingeprofilet er der næppe meget mere at hente. Enercons løsning synes at ligge så tæt på det teknisk optimale man kan komme – "breaking the Betz limit" - som de selv hævder indikerer, at man er nået grænsen for, hvor meget energi en rotor kan trække ud af vinden.



Figur 31 Enercom mølle, hvor man kan se dels winglets, dels hvorledes roddelen af vingen er ført helt ind navet med aerodynamisk profil.

Nacellen

Her er primært tale om løsninger, der kan forøge pålideligheden og minimere produktionsomkostningerne. Anvendelse af gearløse koncepter synes ikke at forbedre den økonomiske effektivitet, men blot at kunne reducere driftsomkostningerne, især set i lyset af de mange gear problemer. Men det at få styr på gear problemer er måske i virkeligheden en økonomisk mere optimal løsning end at anvende gear løse koncepter – det er hvad man generelt hører, når man taler med vindmølleudviklere.



Figur 32 Siemens har taget det gearløse koncept op. Her ses nacellen for 3 MW (101m rotor) prototype, der rejses af Uhre vindmøllelaug nær Siemens hovedsæde i Brande, ultimo 2009. Foto er fra <http://www.uhrevind.dk>, hvor byggeriet kan følges uge for uge.

Tårnet

Her ses allerede en tendens i retning af anvendelse af beton frem for stål. Flere spændende initiativer er undervejs, og der er formodentligt et potentiale her. Alene det faktum at vejtransport af tårne i dag begrænses af bundsektionens diameter giver beton tårnene en fordel. Beton tårne kan dels støbes med glideforskalning på stedet, eller de kan opbygges af elementer, som limes sammen på stedet – en konstruktion der minder om de gamle ”lego-skorstene”, hvor ”byggeklodserne” let kan transporteres på en standard lastvogn.



Figur 33 Bundsektion af Enercon tårn, som er opbygget af beton skaller der kan køres til placeringen i normal lastvognstransport og herefter samles på stedet. Til højre fra COWI hjemmeside billede af støbning prototype af Siemens beton tårn syd for Lemvig. Her er tale om en glideforskalningsmetode som kendes fra mange andre sammenhænge – og i øvrigt blev anvendt på Tvind møllen tilbage i 1978.

<http://www.cowi.dk/menu/news/newsarchive/utilities/Pages/vindmoellerfaartaarneafbeton.aspx>

Af øvrige muligheder for økonomisk at optimere vindmøllerne synes de mest oplagte muligheder at være en optimering af fremstillingsprocessen og raffinering af de enkelte delkomponenter. Inddragelse af robot teknologi i fremstillingen er en mulighed, der allerede ses på.

Endelig skal fremhæves, at tilpasning af møllekonstruktionen til aktuelle vind og klimaforhold indebærer et væsentligt optimeringselement, som ikke berøres nævneværdigt i denne rapport, der primært fokuserer på danske forhold.

Fuldstilskuddets påvirkning af møllevalg

Et eksempel illustrerer bedst hvorledes fuldstilskuddet kan "vende", hvad der er det bedste møllevalg set ud fra en ren økonomisk betragtning:

Mølletype	kW	Rotor	Navhøjde	Beregnet, gns/mølle	Ber. MWh/MW	Grov pris vurdering (Mio. kr)	Grov samlet projekt pris/mølle	Pris kr/MWh	Relativ pris	Fuldstilskud mio. kr	Elsalgs indtægt	Indtægt i alt mio. kr	Indtægt/projekt pris	Relativ værdi
V90-3.000	3000	90	80	7.088,58	2.363	18,5	22,2	3.132	100%	16,5	49,6	66,1	2,98	100%
V90-3.000	3000	90	90	7.496,98	2.499	19,5	23,4	3.121	100%	16,5	52,5	69,0	2,95	99%
V112-3.000	3000	112	94	10.383,68	3.461	27,2	32,64	3.143	100%	16,5	72,7	89,2	2,73	92%
V90-1.800	1800	90	80	6.046,65	3.359	15,5	18,6	3.076	98%	9,9	42,3	52,2	2,81	94%

Som det fremgår af ovenstående beregning for et konkret projekt i Danmark, så vil den sidste mølletype i listen have den laveste pris pr produceret kWh. Men når fuldstilskuddet indregnes, vender billedet, og den øverste i listen bliver det økonomisk bedste alternativ med størst indtjening i forhold til investering. Her er ikke indregnet driftsomkostninger eller andre parametre. Men det ses klart, hvorledes fuldstilskuddet favoriserer en stor generator i forhold til rotor.

Væsentligste forhold for vindmøllekøber ved møllevalg ud over pris:

1. Driftsomkostninger – her synes ingen markante forskelle pt, dog er et billede af serviceordninger for danske projekter først nu ved at tegne sig, og det kan meget vel blive en væsentlig konkurrenceparameter, især når/hvis 10 årige "fuld service" kontrakter udbydes.
2. Levetid – alle danske vindmøller er designet til 20 års levetid – denne kan utvivlsomt forlænges ved fornuftigt vedligehold.
3. Den konkrete placerings afstands- og højdebegrænsninger – såvel planlovens afstandskrav, 4 x totalhøjde, samt støjkrav skal overholdes ved nærmeste naboer. Disse forhold giver sammen med eventuelle andre begrænsninger i kommuneplan hovedlinjerne for, hvilke mølletyper der kan indplaceres og hvor mange, og kan således ofte være afgørende for valg af mølletype.
4. Laster – vindmøllerne kan typisk ikke placeres tættere end 3 x rotordiameter af hensyn til gensidig belastning som følge af turbulens, og ofte vil afstandskrav være større, især hvis møller stilles i række på langs af hovedvindretning, eller der opstilles flere rækker. Det er kun fabrikkerne der pt. kan foretage en beregning af, hvad der er muligt indenfor den konkrete mølletype, opstillingsmønster og placerings vindforhold. Det skal også nævnes, at de bedste vindplaceringer i Danmark kan have vindhastigheder, der i sig selv udelukker nogle mølletyper, idet disse ikke er designet til at operere ved så høje årsmiddelvindhastigheder.

Omkostninger pr. produceret kWh

En væsentlig "status" analyse er, hvad en kWh vindproduceret el koster.

Dette kan beregnes mere eller mindre nuanceret. Vi vælger her en mindre nuanceret, men til gengæld let gennemskuelig beregning. Simplificeringen består i at se bort fra skat og inflation og betragte omkostningen på denne måde:

Prisen pr produceret kWh består af følgende:

- Anlægs investeringen, her anvendes møllepris + 20% til fundament, el, jord, projektudvikling mv.
- Driftsomkostningen, her anvendes 8,9 øre/kWh som gennemsnit for hele levetiden
- Renteomkostninger, her anvendes 5% årlig rente, og der regnes med en lineær afdragsperiode svarende til investorens tidshorisont. Dette giver lavere renteomkostninger jo kortere tidshorisont.

Helt simpelt bliver omkostning pr. kWh den omkostning, der er i form af investering, drift og renter i den periode, som er investorens tidshorisont divideret med produktionen i samme periode.

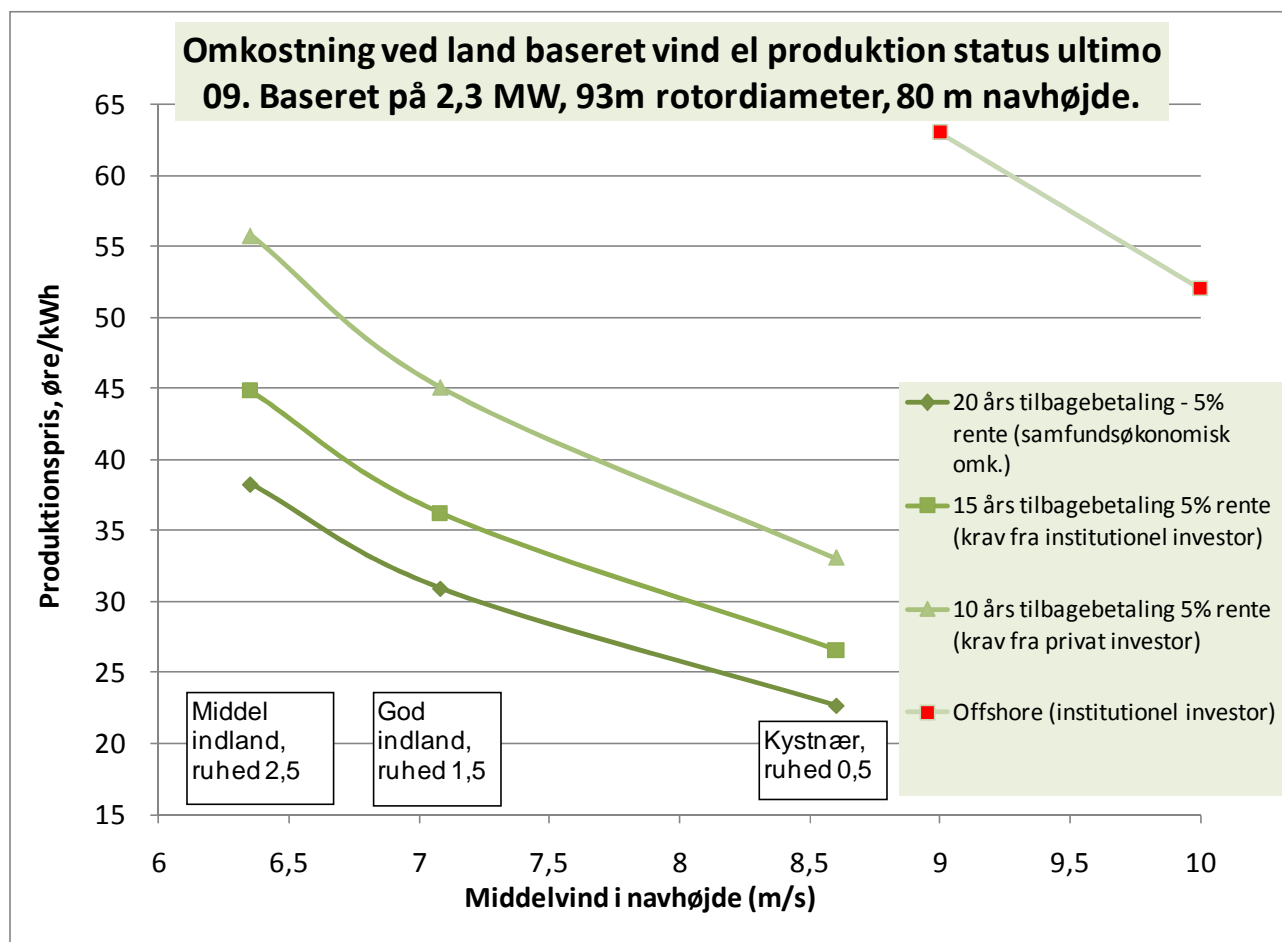
Tidsperioden har vi valgt at definere således:

- Samfundsøkonomisk: 20 år – fordi møllerne er designet til 20 års levetid
- Institutionelle investorer: 15 år – fordi energiselskaber ol. skal have en vis profit for at tage risikoen, og fordi de skal præstere et overskud. Men da de spreder risiko på mange projekter (ikke kun vindmøller), og deres primære område er drift af energiprojekter, har de ikke samme krav til tilbagebetalingstider som private investorer.
- Private investorer: 10 år – fordi private investorer ofte er dem, der i lokalsamfundet skal leve med ulemperne og samtidig ikke har en risikospredning, vil man for at betragte investeringen som fornuftig kræve kortere tilbagebetalingstid. Endelig vil det ofte være et krav fra långiver overfor private investorer, at en tilbagebetalingstid i størrelsesordenen 10 år kan forventes.

Beregningen udføres således, at der regnes med en projektlevetid på hhv. 20, 15 og 10 år, hvor samtlige udgifter summeres med den valgte tidshorisont og divideres med produktionen i samme periode. Herved findes prisen pr produceret kWh. For kortere forløb end 20 år består profitten da i forskellen mellem indtjening og driftsomkostninger i restlevetiden, hvis man får en "afregning" svarende til den beregnede omkostning. Er denne højere, bliver profitten større og omvendt.

Beregningerne baseres på en gennemsnitsvindmølle, som betragtes som "midt i feltet" af muligheder, nemlig Siemens 2,3 MW med 93 m rotor og 80m navhøjde. Prisen på vindmøllen antages at være 18,5 mio. kr + 20% til fundament, eltilslutning, vej, projektudvikling osv., dvs. 22,2 mio. kr for en komplet installation.

Resultaterne af beregning baseret på beregnet energiproduktion for forskellige ruhedsklasser ses i grafen nedenfor. Her er reduceret i forhold til "netto beregning" med 5% tab som følge af, at flere møller opstilles samlet samt tab og usikkerheder i almindelighed.



Figur 34 Forventede omkostninger – eller nødvendige priser på vindmøllestrøm for at investeringer foretages med basis i omkostningsniveauet ultimo 2009. Offshore omkostninger er medtaget til sammenligning baseret på seneste gennemsnitlige budpriser på udbudte offshore projekter. Som det fremgår, er onshore vindkraft investeringer væsentligt mere attraktive end offshore. Der er ikke taget hensyn til skat og inflation i udregningerne.

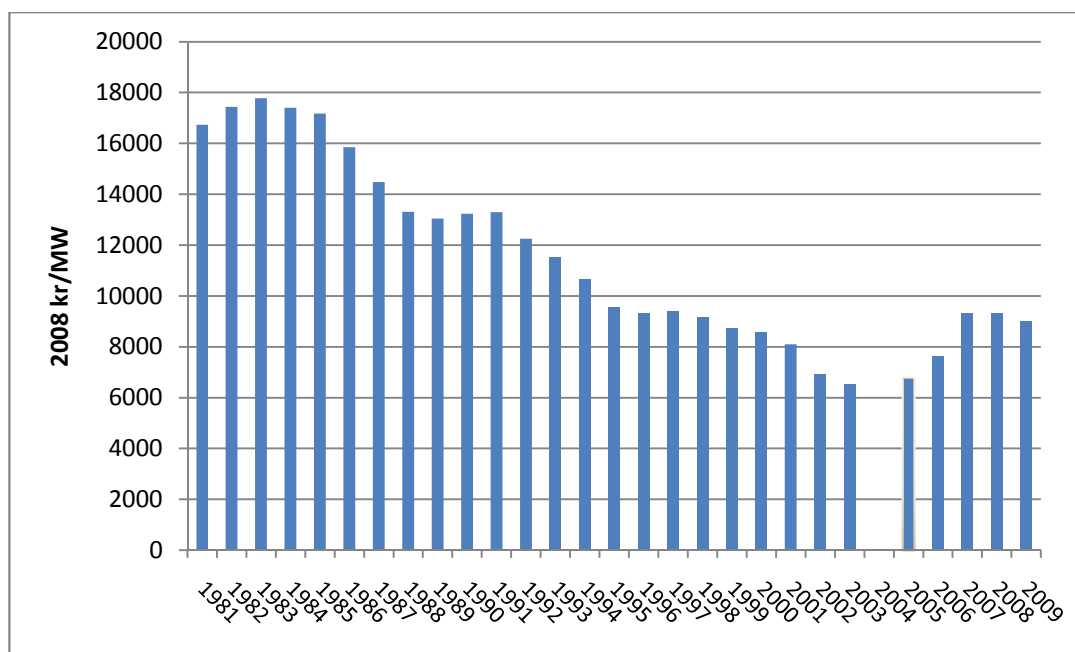
Som det fremgår af grafikken, er der trods moderne vindmøllers større navhøjde fortsat markant forskel på, om vindmøllerne placeres inde i landet eller ved kysten. En kystnær placering kan klare sig med 33 øre/kWh for en privat investor, og produktionsprisen er helt nede på 23 øre/kWh set i et samfundsøkonomisk perspektiv. Inde i landet på en middel placering vil kravene til elprisen næsten fordobles, for at investeringen er acceptabel. Men alt i alt er en vindmølleinvestering pt generelt attraktiv, idet der kan opnås omkring 30 øre/kWh som markedspris + 25 øre pr. kWh i pristillæg, altså omkring 55 øre/kWh, som lige netop gør selv en middel indlands placering acceptabel for en privat investor. Det skal dog nævnes, at der i dag er større krav til et vindmølleprojekt end tidligere (lokalt medejerskab, skrotmøller, nabokompensation osv.), som gør at de 20% der er lagt på vindmølleprisen for at få projektprisen langt fra altid vil række. Så selv om nøgletallene udviser fornuftige investeringsperspektiver, vil der utvivlsomt også være projektforslag, der ikke er tilstrækkeligt økonomisk attraktive.

Udvikling og opstilling af lærekurver for vindmøller

Omkostningerne pr kW installeret kapacitet i danske vindkraftprojekter steg med næsten 50 pct. fra 2003 til 2008, korregeret for inflation. Denne udvikling står i skarp kontrast til de seneste tyve års tendens til faldende priser. Figur 1 nedenfor viser den årlige gennemsnitspris pr kW installeret vindkraftkapacitet i

Danmark i 2008 priser. Tallene er for turnkey løsninger, men omfatter ikke udgifter til køb og skrotning af ældre møller og erstatning til naboer.

Informationer om priser for perioden 1981 til 2000 stammer fra Per Dannemand Andersen (DTU Management), Poul Erik Morthorst og Helge V. Larsen (Risø DTU). Oplysninger om priser fra 2001 stammer fra Energistyrelsen. Priser for perioden 2002 til 2007 kommer fra oplysninger fra vindmølleejere i Danmark samt fra andre sekundære kilder. Specifikt er priserne for 2002 baseret på oplysninger fra projekter med i alt 15 MW i kapacitet, og priserne for 2003 stammer fra møller med 13 MW kapacitet. Antallet af vindmølleprojekter gennemført i Danmark fra 2004 til 2007 er meget begrænset, og derfor er data for denne periode ikke særlig valide. Priserne for 2005 er baseret på 3 MW kapacitet, mens 2006 er baseret på oplysninger fra to projekter på i alt 11 MW. Da der ikke blev opstillet nye vindmøller i Danmark i 2007, er priserne for 2007 baseret på et groft skøn fra en vindmølleproducent i Danmark. Data for 2008 og 2009 er udarbejdet ved hjælp af oplysninger fra projekter i Danmark på i alt 47 vindmøller og en samlet kapacitet på 124 MW. Mange af disse projekter forventes først at være afsluttet i 2010. Der har ikke været data til rådighed for 2004.



Figur 35 Prisudvikling pr. kW for vindkraftprojekter i Danmark, 1981 til 2009

Stigningen i priser på vindmøller siden 2003 skal ses i lyset af, at priserne på vindmøller faldt fra 2001 til 2003. Priserne pr. kW faldt 25 pct. i faste priser i denne periode som et resultat af en overvurdering af efterspørgslen på vindmøller. Dette resulterede i et overskud af produktionskapacitet og betød, at priserne faldt hurtigere end forventet.

I samme periode var der en konsolidering af vindmølleproducenter. Vestas og NEG Micon, som på det tidspunkt var de to største vindmølleproducenter i verden, fusionerede i 2003, mens Bonus blev købt af Siemens, og General Electric købte Enron Wind. At Siemens og General Electric kom ind på det globale vindmøllemarked kan ses som en indikator for potentialet for vækst i vindmøllemarkedet og som et udtryk for, at vindmøllefabrikanterne var under alvorligt økonomisk pres på grund af de lave priser og mindre vækst end forventet på vindmøllemarkedet i forhold til investeringer i produktionskapacitet.

Dette afsnit vil forsøge at afdække årsagerne til stigningen i vindmøllepriserne fra 2003 til 2008 med det formål, at beskrive hvorfor den seneste prisudvikling har afvejet fra tidligere forventninger baseret på lærekurver. Dette vil ske ved at sætte stigningen i omkostningerne for producenterne i forhold til stigningen i prisen på vindmøller.

Analysen er baseret på standarddata for en Vestas V80 2 MW vindmølle og økonomiske data fra Vestas' årsrapporter. Vestas er valgt, fordi det er den eneste markedsførende vindmølleproducent, der har fremstilling, salg og vedligeholdelse af vindmøller som sit eneste forretningsområde.

Produktionsomkostninger - råvarer

Prisen på råvarer er steget de sidste 5 år, hvilket har haft en inflationær effekt på omkostningerne til fremstilling af vindmøller. Dette afsnit fokuserer kun på vindmøller af fabrik og omfatter derfor ikke råvarer i fundamenter mv. Af fabrik priser antages at være 85 pct. af priserne for de nøglefærdige projekter i figur 1. Dette er baseret på den typiske omkostningsstruktur for en 2 MW mølle opstillet i Europa, som indikerer, at vindmøllen udgør 75 pct. af de samlede omkostninger¹. Dette omfatter omkostninger til nettilslutning, som afholdes af den systemansvarlige i Danmark. Når nettilslutning ikke medregnes, tegner turbinen sig for omkring 85 pct. af de samlede omkostninger. Dette er i overensstemmelse med tilgængelige oplysninger fra projekter i Danmark i 2009. Her udgør udgifterne til møllen 79-89 pct. af de samlede omkostninger ved projektet. Udgifter til erstatning til naboer og køb af gamle møller er ikke medregnet.

Stål

De vigtigste komponenter i en vindmølle og de anvendte materialer er vist i tabellen nedenfor som en procentdel af den samlede vægt af vindmøllen. Tallene repræsenterer et gennemsnit af alle store vindmøller til rådighed på det amerikanske marked, hvilket også omfatter Vestas-vindmøller.

Komponent / materiale (pct. af vægten)	Beton	Stål	Aluminium	Kobber	Glasfiber
Rotor					
Nav		100%			
Vinger		5%			95%
Møllehus		80%	5%	14%	1%
Gearkasse		98%		2%	
Generator		65%		35%	
Øvrige komponenter		85%	9%	3%	3%
Tårn	2%	98%			

Tabel 1: Komponenter i en vindmølle og materialer benyttet til fremstilling af dem angivet i procent af deres vægt (Baseret på Wind turbine – Material and manufacturing fact sheet, Princeton Energy Resources International, 2001)

Stål er det dominerende materiale i en vindmølle, og udsving i stålprisen vil få indvirkning på produktionsomkostningerne. På baggrund af tabel 1, som angiver procentdelen af stål i hver del af en

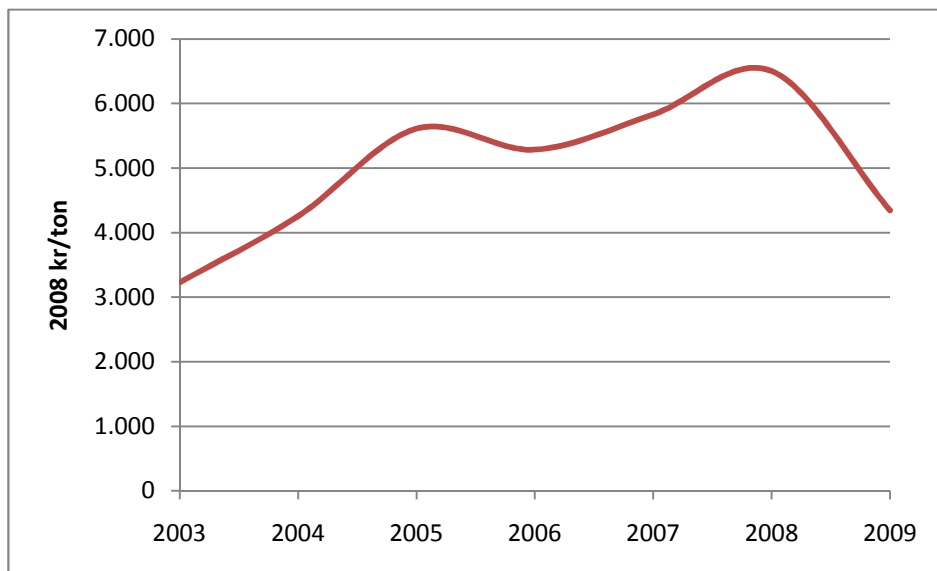
¹ EWEA, The Economics of Wind Energy, 2009

Vestas V80 2 MW vindmølle, kan mængden af stål i turbinen bestemmes ved hjælp af den livscyklusanalyse, Vestas har offentliggjort for vindmøllen². Mængden af stål i en Vestas V80 er vist i tabel 2 nedenfor.

Komponent	Vægt (tons)	Stål pct.	Stålmængde (tons)
Rotor			
Nav	17	100%	17
Vinger	20	5%	1
Møllehus	61	80%	49
Tårn	165	98%	162
Total	263	87%	229

Tabel 2: Stålmængde i Vestas V80 2 MW vindmøller, 78m tårn

Ved hjælp af de gennemsnitlige årlige stålpriser fra 2003 til 2009, som er vist i figur 2, og mængden af stål i en V80 2MW vindmølle med et 78m tårn er det muligt at give et groft overslag over udgifterne til stål i en vindmølle. De stålpriser, der anvendes i figur 2, er de gennemsnitlige kvartalsvise spotpriser i Danmark omregnet til 2008-priser.



Figur 36 Udvikling i den danske stålpris fra 2003 til 3. kvartal 2009 (oplysninger fra Sanistål, 2009)

² Vestas, *Life cycle assessment of a V80 2 MW onshore wind turbine*, 2006

	Gns. stålpris kr/ton	Vindmøllepris kr/kW	Omkostninger til stål kr/kW	Omkostninger til stål i pct. af vindmølleprisen
2003	3.228 kr.	5.544 kr.	369 kr.	6,7 %
2004	4.255 kr.	-	486 kr.	-
2005	5.610 kr.	5.776 kr.	641 kr.	11,1 %
2006	5.285 kr.	6.478 kr.	604 kr.	9,3 %
2007	5.832 kr.	7.910 kr.	666 kr.	8,4 %
2008	6.503 kr.	7.905 kr.	743 kr.	9,4 %
2009	4.344 kr.	7.679 kr.	496 kr.	6,5 %

Tabel 3: Stål som et omkostningselement for vindmøller (stålpriser fra Sanistål A/S). Alle priser er 2008-priser.

Tabel 3 ovenfor viser, at prisen på stål i vindmøller som en procentdel af prisen på vindmøller af fabrik steg mellem 2003 og 2008. Det bemærkes, at stålomkostningerne pr. kW i 2003 før vindmøllepriserne begyndte at stige, og i 2009 efter vindmøllepriserne faldt på grund af finanskrisens indvirkning på efterspørgslen, er de samme.

Fra 2003 til 2008 blev stålprisen pr. kW fordoblet fra 370 kr. til 740 kr. Prisen for vindmøller af fabrik steg i samme periode med 2.350 kr./kW. Stigninger i stålpriserne skønnes derfor at stå for omkring 16 pct. af den samlede prisstigning for vindmøller i denne periode.

Lønomkostninger

Lønomkostningerne er traditionelt en stor udgift for fremstillingssektoren. Oplysninger om antallet af MW kapacitet solgt i forhold til antallet af ansatte og Vestas' lønudgifter er blevet sammenlignet med den årlige gennemsnitlige pris for vindmøller. Oplysninger om antallet af ansatte, lønsum og antallet af MW, der sælges hvert år, kommer fra Vestas' årsrapporter. Vindmøllepriserne baseres på data fra nærværende analyse. Resultaterne er vist i tabel 4 nedenfor.

År	Antal medarbejdere	MW solgt	kW/medarbejder	Lønninger (Mio. kr.)	Lønninger (kr./kW)	Lønstigning/kW fra år til år	Løn pct. Af omkostninger /kW
2003	6.394	2.667	417	2.355	883	-	16 %
2004	9.449	2.784	295	3.232	1.161	278	-
2005	10.300	3.900	379	3.749	961	-200	17 %
2006	11.334	4.313	381	4.350	1.009	47	16 %
2007	13.820	4.974	360	5.200	1.046	37	13 %
2008	17.924	6.160	344	6.785	1.102	91	14 %

Tabel 4: Løn som en procentdel af vindmøllepriserne. Alle priser er i 2008-priser.

Lønomsikningerne som en procentdel af omsikningerne pr kW har været forholdsvis konstante fra 2003 til 2008, mens lønningerne pr. kW er steget. Dette indikerer, at stigende lønudgifter har haft indvirkning på de seneste prisstigninger. Data for 2004 er ikke medtaget i analysen, idet Vestas fusionerede med NEG Micon den 1. januar 2004. Dette kan have medført højere lønudgifter end sædvanligt på grund af optimering af to arbejdsstyrker.

Lønomsikningerne steg med 219 kr./kW fra 2003 til 2008. Alt andet lige kan lønnen antages at have tegnet sig for ca. 10 pct. af den samlede prisstigning på vindmøller.

Udvikling i vindmøllefabrikanternes rentabilitet

Vestas har øget sin omsætning pr. kW med 43 pct. fra 2003 til 2008. Dette kunne være en indikation af inflationspres, som stigende omsikninger til stål og arbejdskraft antyder, men det kunne også tyde på en stigende efterspørgsel og villighed til at betale højere priser for vindmøller. Denne stigende efterspørgsel efter vindmøller ses tydeligt, når man ser på væksten i salgstillene for vindmøller på globalt plan.

I 2008 blev over 27.000 MW installeret globalt, hvilket var en stigning på 28 pct.³ Det er den højeste stigning opnået i et enkelt år. I 2006 og 2007 blev der installeret hhv. 15.000 (26 pct. stigning) og 20.000 MW (27 pct. stigning). Danmark har ikke haft den samme eksplosive vækst i installeret kapacitet, som der er foregået på globalt plan. I samme periode steg den samlede kapacitet i Danmark med kun 36 MW, hvilket svarer til omkring 1 pct.⁴ På trods af dette, er priserne for vindmøller i Danmark steget markant i takt med priserne internationalt.

³ Global Wind Energy Council, http://www.gwec.net/fileadmin/documents/PressReleases/PR_stats_annex_table_2nd_feb_final_final.pdf

⁴ Vindmølleforeningen, *Status for Vindkraft Udbygning*, 2009

År	Omsætning (Mkr)	MW solgt	DKK/kW
2003	13.574	2.667	5.089
2004	19.182	2.784	6.890
2005	28.568	3.900	7.325
2006	30.156	4.313	6.992
2007	37.395	4.974	7.518
2008	44.900	6.160	7.289

Tabel 5: Omsætning pr. kW i 2008 priser

EBIT (resultat før renter og skat) er et udtryk for et selskabs driftsoverskud og kan bruges som målestok for en virksomheds indtjeningsevne. EBIT kan bruges som en indikator for, hvorvidt stigende lønsomhed for en vindmølleproducent påvirker prisen på vindmøller.

Vestas' EBIT pr produceret kW steg med 250 pct. fra 2003 til 2008. EBIT var negativt i 2004 og 2005, selvom omsætningen pr. kW var højere end i 2003. Vindmøllepriser var lavest i denne periode. Vestas havde samtidig underskud, som kunne indikere, at prisniveauet for vindmøller i denne periode ikke var økonomisk bæredygtigt for producenterne⁵. Dette underbygges af, at den gennemsnitlige EBIT-margin for alle vindmølleproducenter i 2004 var -8pct⁶. Vestas' EBIT-margin var -2,1 pct. i 2003 sammenlignet med 11,5 pct. og 11,1 pct. i 2000 og 2001. EBIT for 2008 var 11,1pct.

Det var nødvendigt for producenter at øge indtjeningen pr. kW. En konsolidering af vindmølleindustrien, den voksende efterspørgsel på baggrund af stigende energipriser samt politiske mål for VE var vigtige faktorer, der gav mulighed for at sætte vindmøllepriser op.

År	EBIT Mkr.	MW solgt	EBIT/kW
2003	608	2.667	228
2004	-398	2.784	-143
2005	-925	3.900	-237
2006	1.573	4.313	365
2007	3.408	4.974	685
2008	4.970	6.160	807

Tabel 6: Vestas EBIT pr. kW kapacitet produceret i 2008 kroner

EBIT er øget med 579kr./kW fra 2003 til 2008. Det svarer til ca. 25 pct. af stigningen i vindmøllepriser fra 2003 til 2008.

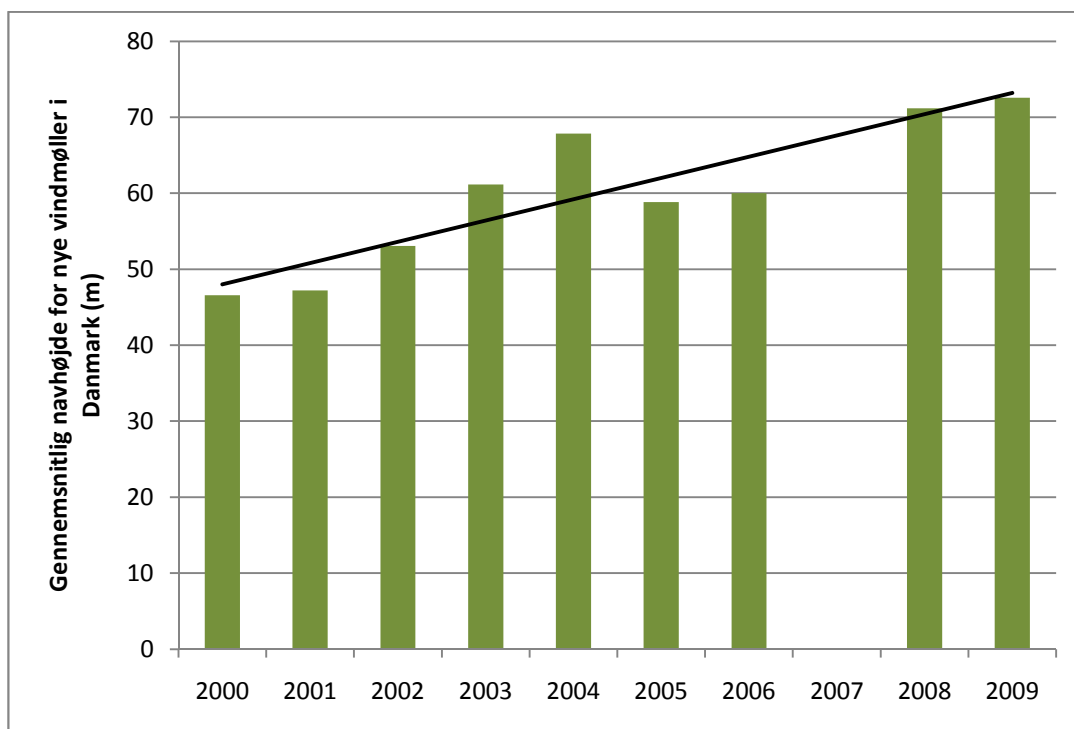
⁵ Vestas havde også store udgifter til garantiordninger i denne periode, som også spillede en rolle i de dårlige resultater for 2004 og 2005.

⁶ Merrill & Lynch, *Market overview: Renewable Energy*, 2007

Større tårne og rotor

I løbet af de seneste år er rotor er blevet større og tårne blevet højere i forhold til generatoren. Denne udvikling indebærer ekstra omkostninger til konstruktionen, idet tårnet og andre komponenter skal styrkes for at modstå større mængde vindenergi. Dette er ikke blevet behandlet i afsnittet om omkostninger til stål, idet vindmøllens dimensioner var konstant.

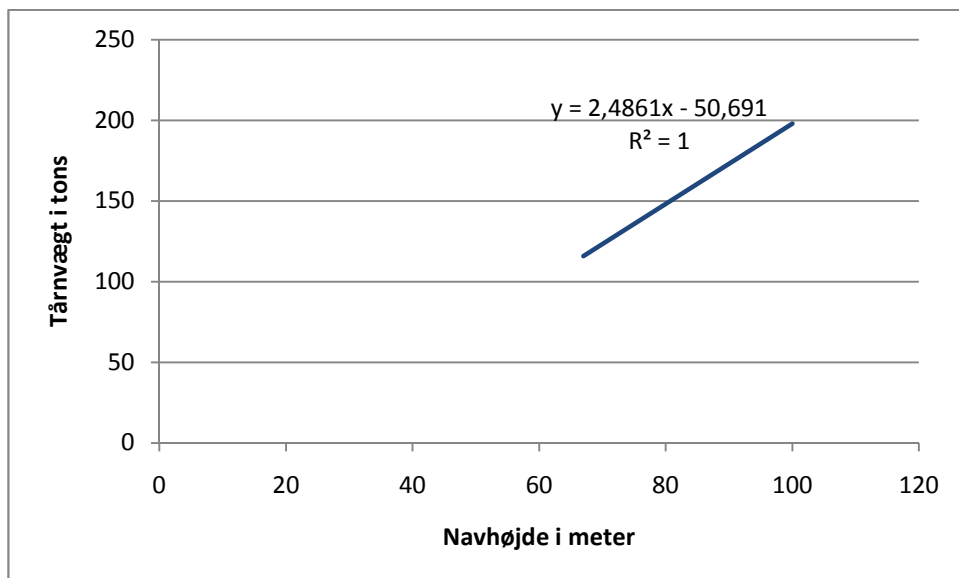
Den gennemsnitlige navhøjde for ny installeret kapacitet er steget støt i Danmark siden 2000. Figur 8 nedenfor viser den gennemsnitlige navhøjde for landbaserede vindmøller i Danmark. Fra 2003 til 2008 steg navhøjden med 10 meter⁷. Dette påvirker prisen pr. kW, idet mere stål skal bruges til tårnet.



Figur 37 Årlige gennemsnitlige navnhøjde for nye landbaserede vindmøller installeret i Danmark fra 2000 til 2009

En V80 2MW vindmølle kan købes med en tårnhøjde på 67m, 80m og 100m til IEC II A vindplaceringer. Tårnene vejer hhv. 116t, 148t og 198t. Figuren nedenfor viser forholdet mellem navhøjden og tårnvægten for de tre forskellige højder af en V80 2MW.

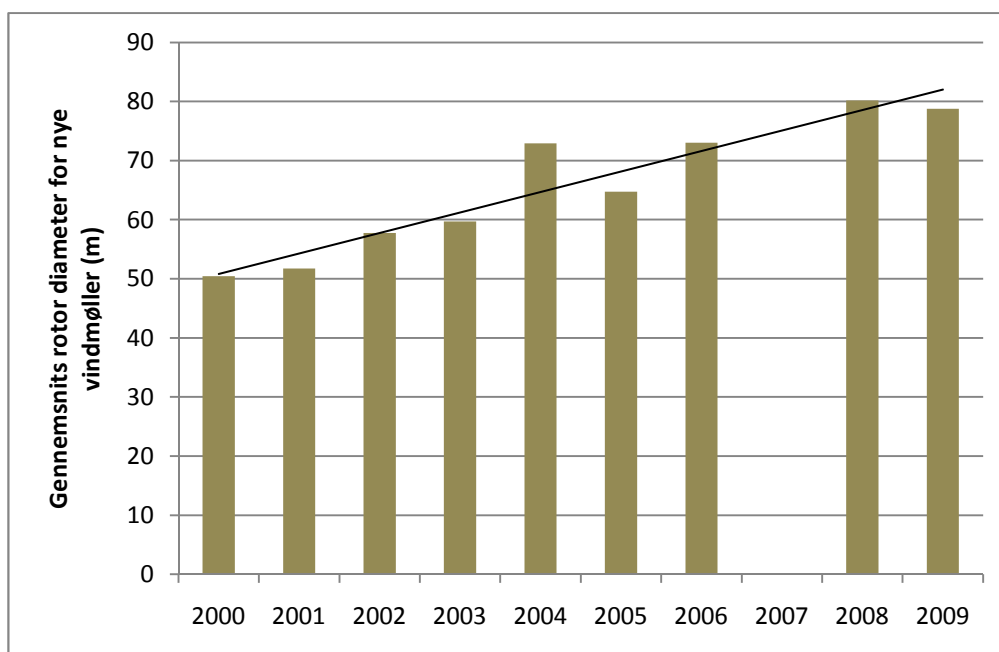
⁷ Det høje gennemsnit for navnhøjde i 2004 forklares ved, at de fleste vindmøller rejst i Danmark i 2004 var forsøgsmøller. Det samme gælder rotordiameter.



Figur 38 Forholdet mellem navhøjde og tårnhøjde for en Vestas V80 2 MW vindmølle

Der er et lineært forhold mellem tårnvægt og højde for en V80 2 MW. Denne formel indikerer, at det kræver ca. 24 tons mere stål for at øge navhøjde fra 60m til 70m, hvis generatoren og rotordiameter forbliver uændret. Dette indebærer en merudgift på 78kr. pr. kW i 2008 i forhold til 2003.

Rotorer er også vokset i størrelse i samme periode. Mellem 2003 og 2008 er det årlige gennemsnit for rotordiameter for nye, landbaserede vindmøller i Danmark steget fra 60 meter til 80 meter, som vist i figur 10 nedenfor.



Figur 39 Årlige gennemsnit for rotordiameter i nye landbaserede vindmøller installeret i Danmark fra 2000 til 2009

Større rotordiameter øger energiudnyttelsen fra vinden. Vindmøllekomponenter skal dimensioneres til at bære vægten af en større rotor og modstå større laster fra vinden. Det gør en vindmølle med en større rotor, men med den samme produktionskapacitet, dyrere pr. kW, end hvis rotoren var mindre.

NREL's WindPACT ingeniørmodel bruges til at beregne stigningen i udgifterne til øget rotordiameter. Modellen anvender en formel, der beregner forholdet mellem rotorareal, navhøjde og tårnvægt. Det giver en indikation af mulige ændringer i mængden af stål i et tårn på grund af stigninger i rotordiameter og navhøjde.

Merforbrug af stål på grund af større rotor for vindmøller bygget i 2008 i forhold til 2003 kan beregnes med følgende formel:

$$tårnvægt = 0,3973 \times \text{rotorareal} \times \text{navhøjde} - 1414$$

Resultatet er, at et gennemsnitligt tårn i 2008 var 72 tons tungere end i 2003 på grund af større rotor og højere navhøjder. Dette resulterer i en stigning i stålmkostninger på 234kr. pr. kW sammenlignet med priserne i 2003.

De to hovedårsager til øget vægt er den øgede navhøjde samt øget styrke i tårnet. Den ekstra vægt for øget navhøjde er beregnet til 24 tons. Samtidig vurderes det, at styrken i tårnet på grund af at rotordiameteren er forlænget med 20 meter kræver omkring 48 tons. Det skal bemærkes, at andre komponenter end tårnet også skal styrkes ved større rotordiameter og højere navhøjde. Disse meromkostninger er ikke regnet med i de 72 tons.

Andre råstoffer

Vindmøller består af en række råvarer udover stål. Kobber, glasfiber og aluminium er også vigtige råvarer i fremstillingsprocessen. Det anslås, at stål udgør 80 pct. af omkostninger til råstoffer i vindmøller⁸. Det betyder, at omkostninger til andre råvarer end stål resulterer i en prisstigning på ca. 80 - 100kr. pr. kW.

Kvantificerede prisstigninger

Tabel 8 sammenligner stigningen i priserne på vindmøller med stigninger kvantificeret i dette kapitel.

Stigning i DKK fra 2003 til 2008	
Stål	370kr/kW
Lønomkostninger	219kr/kW
EBIT	579kr/kW
Større rotor/tårne	274kr/kW
Andre råstoffer	100kr/kW
Kvantificerede prisstigninger	1.542kr/kW
Total prisstigning for vindmøller	2.350kr/kW
Ikke kvantificerede prisstigninger	808kr/kW

Tabel 8: Stigning i udgifter til Vestas vindmøller i 2008 priser

65 pct. af prisstigningen mellem 2003 og 2008 vurderes at relatere sig til øgede omkostninger til stål og arbejdskraft, øget driftsoverskud og større rotor og højere tårne. Andre faktorer som højere energipriser og pres på forsyningskæden for vindmølleproducenter mv. har sandsynligvis også influeret på prisen per kW.

Den hurtigt voksende efterspørgsel efter vindmøller fra 2005 og frem har sat forsyningskæden for vindmøllekomponenter under pres og har resulteret i flaskehalsproblemer for nøglekomponenter såsom kuglelejer og gearkasser. Disse flaskehalse skyldes delvis væksten i salg af vindmøller siden 2005, men kan også til dels forklares ved at mange underleverandører havde optimeret deres produktion til vindturbiner

⁸ Merill & Lynch, *Market overview: Renewable Energy*, 2007

under 1,5 MW. Det hurtige skift til større vindmøller førte til manglende produktionskapacitet for komponenter til disse vindturbiner.

Det er svært at kvantificere effekten af henholdsvis flaskehalse i forsyningskæden for vindmøllekomponenter og det faktum, at det har været et sælgers marked. Det kan dog konstateres, at inden finanskrisen tog fat i slutning af 2008 havde vindmølleproducenter i høj grad mulighed for at lægge stigende produktionsomkostninger og større indtjeningsmarginer over på kunden.

Lærekurver

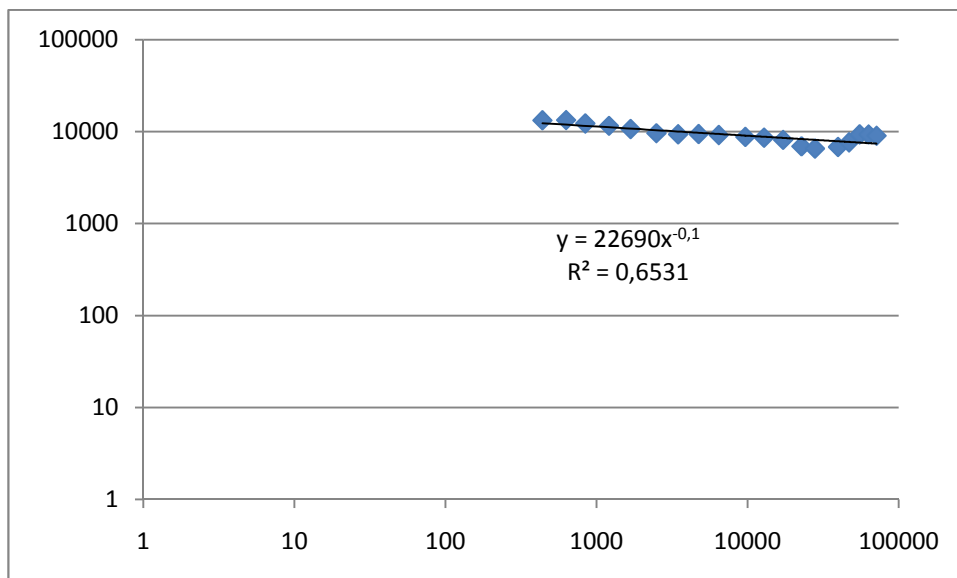
Lærekurver anvendes til at udvikle fremtidige prisprognoser for en given teknologi på baggrund af historiske priser og salgstal samt forventninger til efterspørgselen i fremtiden. Lærekurver i denne analyse er baseret på historiske priser pr. kW installeret kapacitet i Danmark og installeret vindkraftkapacitet i EU. Danske vindmølleproducenter og projektudviklere er aktive på det europæiske marked, og erfaring fra dette marked påvirker priser i Danmark. Kumulativ kapacitet for vindmøller i EU⁹ vises i tabel 9 nedenfor.

År	Kumulativ kapacitet EU (MW)	Priser i Danmark 2008 DKK/kW
1990	439	13.236
1991	629	13.300
1992	844	12.245
1993	1.211	11.530
1994	1.683	10.646
1995	2.497	9.570
1996	3.476	9.318
1997	4.753	9.377
1998	6.453	9.157
1999	9.678	8.724
2000	12.887	8.582
2001	17.215	8.098
2002	22.800	6.901
2003	28.000	6.533
2004	33.800	-
2005	39.800	6.795
2006	47.100	7.621
2007	55.400	9.305
2008	63.500	9.300
2009	71.600	8.984

Tabel 9: Kumulativ kapacitet for vindkraft i EU og vindmøllepriser pr. kW i 2008 priser

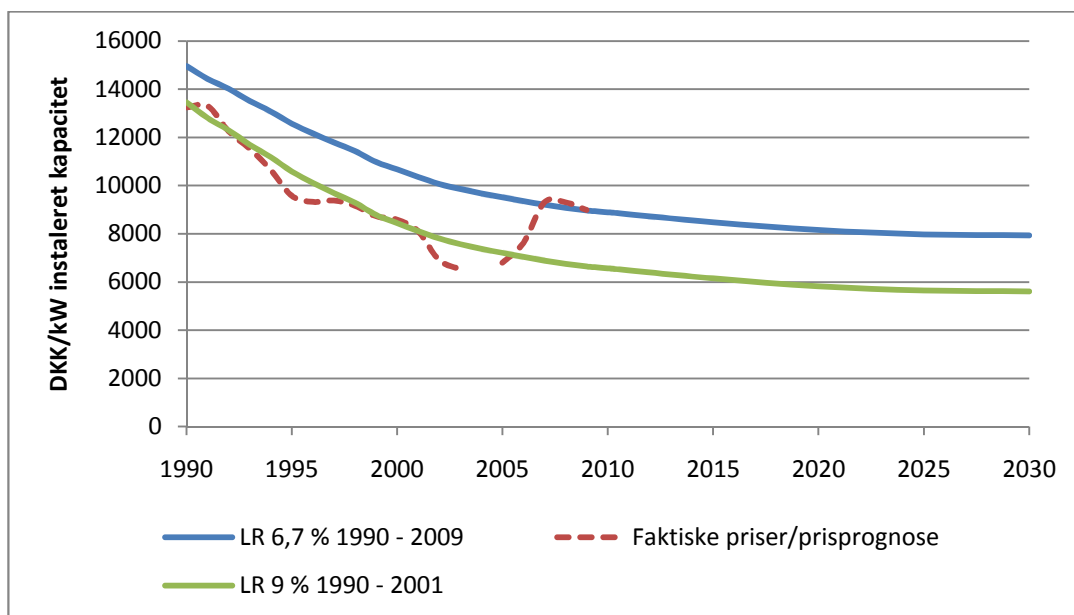
Lærekurven anvender kumulativ kapacitet og priser fra 1990 og frem. 1990 er valgt som udgangspunkt, idet grundlaget for den vindmølleteknologi, som vi kender den i dag var etableret på dette tidspunkt. Hvis data tilbage til 1981 anvendes kunne prisprognosen forvrides på grund af, at en stor del af kapacitetsudvikling i 1980'erne skete i USA, som ikke vil afspejles ved kun at anvende installeret kapacitet i EU.

⁹ EWEA, *Pure Power – wind energy targets 2020 and 2030*, 2009



Figur 40 Lærekurve for vindmølleprojekter på baggrund af tabel 9

Læreraten beregnet ud fra lærekurven er 6,7 %. Det antyder, at gennemsnitsprisen for vindmølleprojekter i Danmark falder med 6,7 %, hver gang den installerede kapacitet i EU fordobles. Vindmøllepriser har svinget meget fra 2003 til 2008. Denne periode påvirker lærekurven. Således har en lærekurve fra 1990 til 2001 en lærerate på 9 %, mens en lærekurve fra 1990 til 2003 har en lærerate på 10,5 %. Hvis man tegner prisprognoser ud fra lærekurverne fra 1990 til 2009 og 1990 til 2001, får man følgende resultat.



Figur 41 Sammenligning af faktiske priser med prisprognoser ved brug af to forskellige lærerater

Figur 11 viser tydeligt prisfaldet fra 2001 til 2003 og prisstigninger fra 2005 og frem. Prisen har nogenlunde fulgt læreraten på 9 % fra 1990 til 2001 ($R^2 = 95\%$). Fra 2001 til 2005 har prisen ligget under læreraten. I 2005 var prisen igen sammenfaldende med læreraten på 9 %, men har så siden været kraftigt stigende, og ligger nu på niveau med en lærerate på 6,7 % ($R^2 = 65\%$).

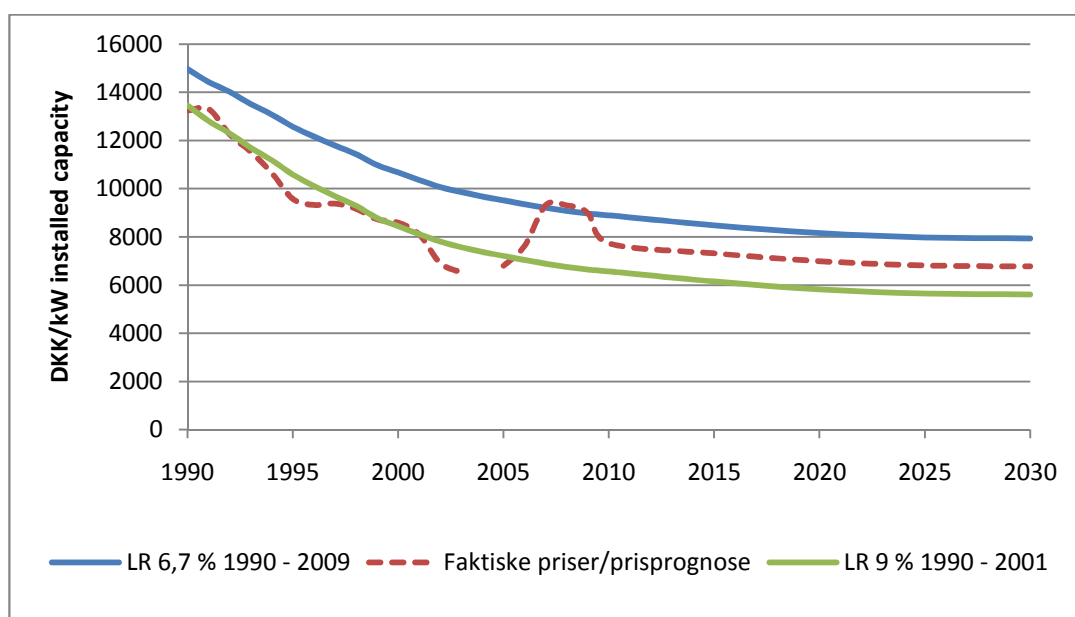
Lærekurveteorier er udviklet af Boston Consulting Group og identificerer 4 prisstadier i en teknologiudvikling. Udviklingsfasen defineres ved, at producenter tit sælger en ny teknologi til en pris, der

er tæt på eller lavere end produktionsprisen i håb om at danne et marked for produktet. 2001 til 2005 kunne identificeres som en udviklingsfase, idet priserne var lave, mens teknologien var i hurtig udvikling med større og større vindmøller, der blev introduceret på markedet. Efterspørgslen skuffede i denne periode, hvilket resulterede i faldende priser og en konsolidering af vindmøllesektoren med Siemens og General Electrics indtræden på markedet og Vestas' køb af NEG Micon.

Efterspørgslen begyndte at stige støt fra 2005. Det er ikke klart, om denne udvikling skete på baggrund af de lave vindmøllepriser, men det har muligvis spillet en rolle. Den nye konsoliderede industri satte hurtigt priserne op i takt med stigende salgstal og større politisk fokus på vedvarende energi. Den periode kan betegnes som paraplyfasen, hvor producenternes profit stiger hurtigt. Således er overskuddet fra vindmølleproducenterne steget markant fra 2006 og frem og står for en tredjedel af den samlede prisstigning i perioden.

Finanskrisen har sat en stopper for paraplyfasen, muligvis før tid, men gode indtjeningsmuligheder for producenter nåede at tiltrække nye markedsaktører fra Korea, som begyndte at presse priserne nedad i Nordamerika.

Tilpasningsfasen, hvor listepriiser falder betydeligt i forhold til paraplyfasen, startede muligvis i løbet af 2009, hvor priserne er begyndt at falde og forventes fortsat at falde i den nærmeste fremtid. Ifølge lærekrurve teori følger stabilitetsfasen efter tilpasningsfasen. Stabilitetsfasen er kendetegnet ved stabile priser, som afspejler de reelle produktionsomkostninger. Hvilket prisniveau, der afspejler de bagvedliggende omkostninger for vindmøller, er usikkert. Prisen kunne enten falde tilbage til en lærerate på 9 %, fortsætte med en lærerate på 6,7 % eller finde et niveau mellem de to. Figur 12 er baseret på de to lærerater og en forventning til at tilpasningsfasen fører til lavere priser i fremtiden, men at priserne ikke falder tilbage til det tidligere niveau fra før 2001 på grund af en fortsat udvikling, hvor vindmøller bliver højere og rotordiameteren bliver større.



Figur 42 Tre prisscenarier for danske vindkraftprojekter baseret på installeret kapacitet i EU og historiske priser for danske vindmølleprojekter

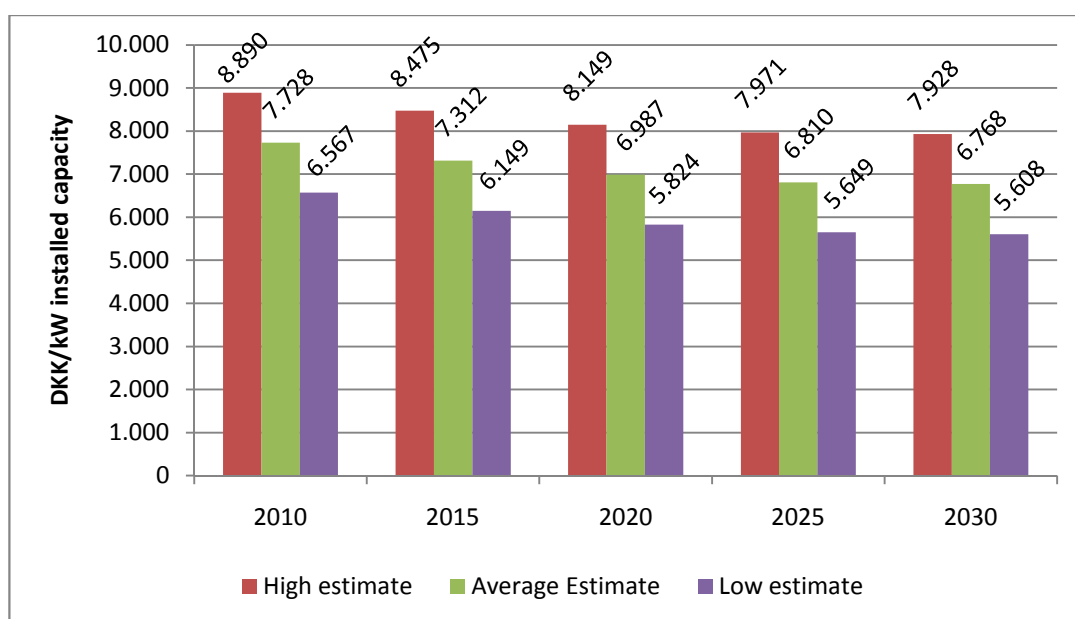
EWEA har for nylig udgivet scenarier for vindkraft i Europa frem til 2030¹⁰. Rapporten opstiller mål for vindkraft i Europa. Målene er vist i tabel 10 nedenfor.

¹⁰ EWEA, *Pure Power – Wind Energy Targets for 2020 and 2030*, 2009

År	Kumulativ kapacitet (MW)
2010	83.000
2015	143.000
2020	230.000
2025	323.000
2030	400.000

Tabel 10: EWEA mål for landbaseret vindkraft i EU, 2010 til 2030

Prognoserne for installeret kapacitet i tabel 10 sammenlignes med prisscenerierne fra figur 12, og giver følgende prisscenerier for vindkraftprojekter i Danmark frem til 2030.

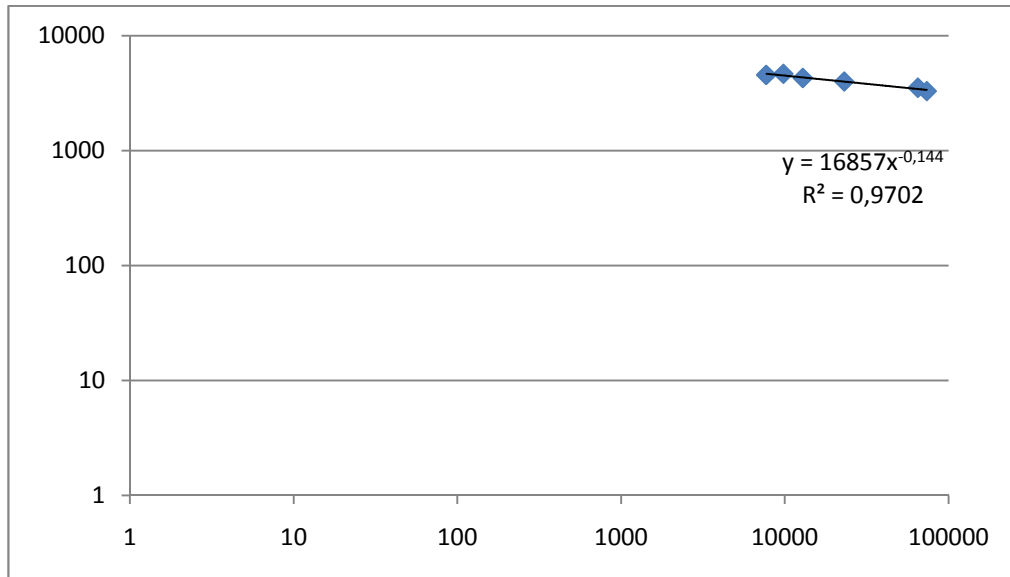


Figur 43 Prisscenerier for vindkraftprojekter i Danmark frem til 2030

Problemet med at opstille lærekurver udelukkende på baggrund af omkostninger pr. kW er, at prisen er stærkt afhængig af specifik effekt, navhøjde og rotordiameter. Lærekurver baseret på prisen pr. MW kan ikke afspejle fordelene ved at kunne anvende mere af vindens energi gennem en større rotordiameter eller nå bedre vindressourcer ved at bygge højere vindmøller. Disse afspejles kun som en højere pris pr. kW.

Hvis man kigger på prisen per 1.000 kWh årlig produktion for et vindkraftprojekt, får man en lærekurve baseret på produktionsprisen for vindkraft. Figur 14 viser en lærekurve for omkostninger pr. 1.000 kWh produktion om året fra 1998 til 2009, der har en lærerate på 10 %. Det er baseret på enkelte projekter fra 1998 og frem. Der er ikke data for 2001 eller fra 2004 til 2007.

Virkning af højere vindmøller og større rotordiameter er afspejlet i lærekurven på denne måde.

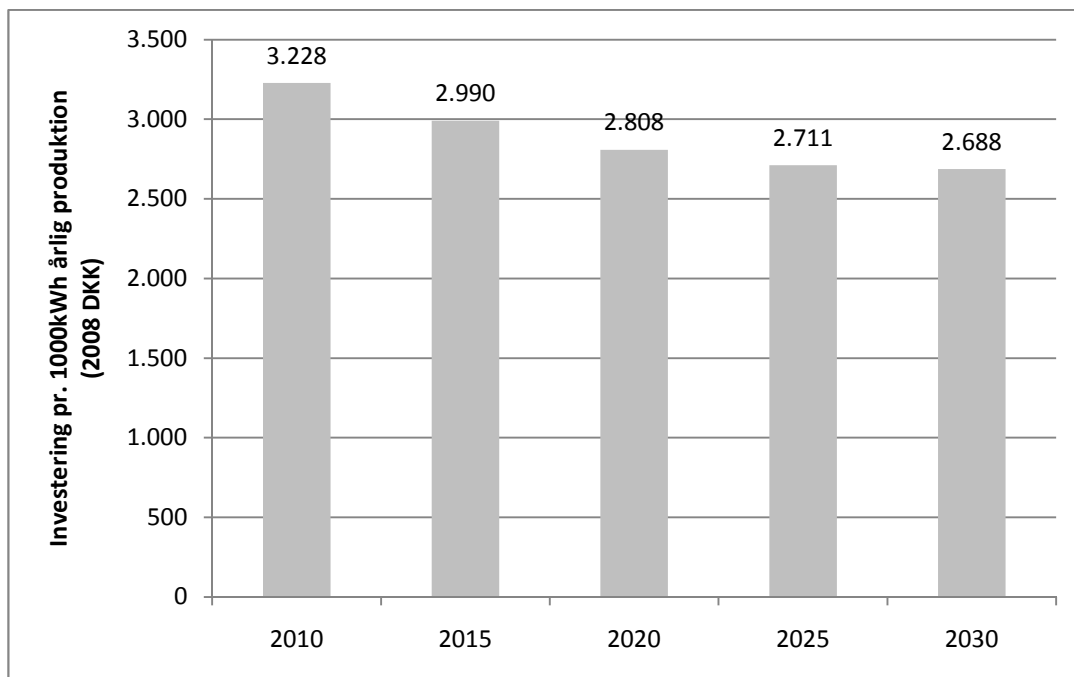


Figur 44 Lærekurve for den årlige gennemsnitspris for 1.000 kWh vindkraftproduktion i Danmark

Når man kigger på prisen for 1.000 kWh produktion i 2009, kan man se en tendens til, at prisen for vindmøllen er påvirket af vindressourcen. Prisen pr. kW varierer med ca. 50 % fra knap 8.000 kr. pr. MW til knap 12.000.000 kr. pr. MW, mens prisen for 1.000 kWh årlige produktion kun varierer med ca. 20 % fra den dyreste til den billigste. De fleste projekter har en pris pr 1.000 kWh med en variation på under 10 % i forhold til hinanden.

Dette kan skyldes en tendens til at man udnytter lavvindsmøller med større rotorser på lavvinds placeringer. Men det kan også være medvirkende at producenter og/eller projektudviklere sætter prisen efter vindressourcen og indirekte efter projektejerens indtjeningsmuligheder

Hvis man anvender lærekurven til at danne en prisprognose for prisen baseret på omkostninger til at producere 1.000 kWh i vindmøllens første år, er resultatet som vist i figur 15 vist nedenfor. Det giver følgende prisprognose på baggrund af EWEAs mål for vindkraft i Europa.



Figur 45 Prisprognose for 1.000 kWh årlige produktion for et vindkraftprojekt i Danmark

Konklusion vedr. lærekurve analyse

Priserne på vindmøller i Danmark steg fra 2003 til 2008 med næsten 50 %. En vigtig årsag til prisstigningerne var et større overskudsniveau for vindmølleproducenter. Denne udvikling var nødvendig, hvis fremstilling af moderne vindmøller skulle være økonomisk bæredygtigt. Vindmølleproducenterne var hårdt presset, da priserne var på deres laveste niveau i 2003. Gennemsnits EBIT for vindmølleproducenter i 2004 var 8 pct. Den stigende efterspørgsel efter vindmøller fra 2004 og frem gav producenterne mulighed for at sætte priserne væsentligt op over en femårig periode. Andre vigtige årsager til de stigende priser var højere priser på råvarer, lønomkostninger, højere navnhøjder og større rotordiametre.

De betydelige prisstigninger har reduceret læreraten til 6,7 % fra tidligere 9 %. Det kan forklares ved, at vindmøllesektoren har været i paraplyfasen ifølge lære kurveteori. Paraplyfasen karakteriseres ved stigende overskud for producenter på baggrund af en konsolidering i sektoren og større efterspørgsel.

Det kan forventes, at vindmøllepriser vil nærme sig tidligere prisprognoser, baseret på lære kurver, men det er usandsynligt, at prisniveauet vil falde til niveauet i 2003 igen. Der er et nedadgående pres på vindmøllepriserne på nuværende tidspunkt. Dette kunne indikere, at vindmøllesektoren er i en tilpasningsfase, hvor priserne falder relativt hurtigt. Priserne kan forventes at nå et niveau som afspejler de reelle omkostninger ved at producere den enkelte enhed. Dette kaldes for stabilitetsfasen, hvor læreraten forventes at blive konstant igen.

Det skal som vist i sidste afsnit i lære kurve afsnittet påpeges, at opstilling af lære kurver ud fra pris pr kW kan være problematisk, og der er på et ret spinkelt datagrundlag forsøgt at opstille tilsvarende ud fra pris pr MWh. Her bliver læreraten væsentligt højere, omkring 10%. Et problem omkring denne er dog, at man evt. når en øvre grænse for hvor store vindmøllerne kan blive på land, hvor både flytrafik, miljøforhold, afstande til naboer, nabomodstand og vejtransport kan gå ind og blive begrænsende faktorer.

Risikopræmie

Introduktion

En investering indebærer oftest en risiko. Afhængig af hvad man investerer i, er risikoen forskellig. Investerer man i statsobligationer, er den årlige renteindtægt fastlagt, og risikoen for at miste sin investering er stort set nul. Det er med andre ord en risikofri investering, som på nuværende tidspunkt giver knap 4 % i årlig forrentning.

Risikopræmien er det merafkast over den risikofrie rente, som en investor forventer at få ved en investering, hvor udfaldet ikke er kendt med sikkerhed. Risikopræmien er et udtryk for det forhold, at risikable investeringer må forventes at give et større afkast end sikre investeringer, idet ingen investorer ellers vil påtage sig risikoen¹¹.

Der er to former for risiko i en investering, systematisk risiko og usystematisk eller projektspecifik risiko. Systematisk risiko er forbundet med konjunktoren i økonomien, og er et udtryk for, hvordan afkastet fra en investering ændrer sig i forhold til økonomien som helhed. Systematisk risiko er en sammenligning mellem afkastet på en investering over tid i forhold til en referenceportefølje, der oftest er indekseret med afkastet på aktiemarkedet, fx C20 indekset.

Den samlede risiko afgør, hvilken risikopræmie investoren vil kræve af vindmølleprojektet for at foretage investeringen. De større investorer, der skal vælge mellem mange forskellige investeringsmuligheder, regner som regel kun den systematiske risiko ved en investering med, idet den usystematiske risiko fra forskellige projekter i en stor portefølje af projekter opvejer hinanden. Investorer behøver dermed ikke betaling for at påtage sig usystematiske risici i et projekt¹².

Mindre investorer vil derimod ofte mere bruge "sund fornuft" og erfaring, naturligvis i kombination med de faktuelle oplysninger, der er til rådighed. Risikopræmier er således mest et begreb, der anvendes blandt større investorer.

Alle investeringer er påvirket af systematisk risiko, og den kan ikke bortdiversificeres. De fleste investeringer har en positiv korrelation med den generelle konjunktur i økonomien. Dvs. hvis afkastet på aktiemarkedet stiger, vil afkastet i investeringen også stige og omvendt. Investorer forventer betaling for at bære systematisk risiko, idet den ikke kan bortdiversificeres på grund af dens sammenhæng med konjunktoren i økonomien, som enkelte investorer ikke kan påvirke.

En investeringskorrelation med en referenceportefølje er repræsenteret ved beta koefficienten. Beta illustrerer, hvordan et investeringsafkast ændrer sig i forhold til ændringer i konjunktoren af en referenceportefølje. Hvis beta er større end 1 er afkastet som regel højere end i referenceporteføljen, men faldet under lavkonjunktur vil også være tilsvarende større end i referenceporteføljen. En betaværdi større end 1 viser en højere systematisk risiko end generelt i økonomien, mens en betaværdi under 1 viser en lavere systematisk risiko.

Projektspecifik risiko eller usystematisk risiko er de specifikke risici, der knytter sig specielt til en investering, i dette tilfælde i vindmøller. Projektspecifikke risici er tit målt ved brug af konsekvensberegninger, hvor forskellige udfald for projektet, deres økonomiske påvirkning på projektet og deres sandsynlighed beregnes. Det er især i udvikling af et anlægsbudget, at projektspecifik risiko beregnes. Projektspecifik risiko påvirker, som regel, projektets nutidsværdi enten positivt eller negativt.

Det kan fx være prisen på vindmøller. I udviklingsfasen er prisen på vindmøller ofte baseret på en antagelse fra vindmølleproducenten eller projektudvikleren. Først når møllerne skal bestilles, kendes den endelige pris for vindmøllerne. Prisantagelsen kan derfor have været forkert. Det vil påvirke projektets nutidsværdi enten positivt eller negativt.

Projektrisiko beregnes i budgettet ved at skønne sandsynligheden for en ændring i budgetantagelsen. Fx prisen på et vindmølleprojekt antages at være 10 Mkr. pr. MW på baggrund af lignende projekter. Der skønnes, at der er en 30 % mulighed for, at vindmøllerne vil koste 13 Mkr. pr. MW på grund af usikkerhed

¹¹ Saabye, N., *Risikopræmie på aktier*, 2003, Danmarks Nationalbank.

¹² Finansministeriet, *Vejledning i udarbejdelsen af samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger*, 1999

omkring priserne på de enkelte elementer i projektet. Budgettet til vindmøllerne skulle dermed være $(10 \text{ Mkr.} \times 0,7) + (13 \text{ Mkr.} \times 0,3) = 10,9 \text{ Mkr. pr. MW}$ for at inkludere den projektspecifikke risiko, at vindmølleprojektet kunne være dyrere end antaget.

Projektspecifik risiko skal inkludere alle mulige udfald og ikke kun de mest sandsynlige udfald, hvis et retvisende billede af usystematisk risiko ønskes i et projekt. Følsomhedsanalyse på de vigtigste risikoelementer i et projekt synliggør projektspecifik risiko, og belyser hvordan den aktuelle nutidsværdi i et projekt kan afvige fra den forventede nutidsværdi på baggrund af risikoelementer. Følsomhedsanalyser kan ikke kvantificere systematisk risiko.

Risiko i vindmølleprojekter

Ved investering i vindmøller er de primære risikoelementer:

1. Elafregningsprisen
2. Energiproduktionen (vindforhold og rådighed)
3. Driftsomkostningerne
4. Renteudviklingen

Ud af de fire primære risikoelementer er to systematiske (elafregningsprisen og renteutviklingen) og to er projektspecifikke (energiproduktionen og driftsomkostninger). De identificerede risikoelementer gælder for både landmøller og havmøller, men risiciene er ikke ens for et projekt på land i forhold til et projekt til havs.

Vindmøller på land er efterhånden en velkendt teknologi, hvor risikofaktorerne er velbeskrevet og risikostyringssystemer veletableret. Der er et større statistisk grundlag til rådighed for vurdering af risici i forbindelse med landmøller.

Billedet er et andet for havvindmøller. Her er der fortsat mange projektspecifikke risikoelementer, som ikke er velbeskrevet. Det er hovedsageligt på grund af mangel på erfaringer med havmølleprojekter og teknologier anvendt i konstruktions- og driftsfaserne.

Risiko skal helst bæres af den aktør, som er bedst egnet til at afgrænse risikoen mest muligt. Ved vindkraftprojekter er der følgende muligheder for risikooverdragelse:

1. Elpris; fastprisaftale kan indgås typisk i op til 5 år ved elhandler. Problemet er dog, at dette først kan ske fra møllen er i drift, og man kender således ikke den endelige pris for fastprisaftale ved tidspunkt for investeringsbeslutnings – det er en betydelig risiko.
2. Elproduktion; der kan tegnes forsikring for de første 5 år af produktionen, samt løbende på driftstab (rådighedstab). Problem: Produktionsgaranti forsikring reguleres med vindens energiindhold, og således reduceres kun risiko for fejlregninger, ikke manglende vind. Desuden er der typisk betydelige fradrag før en evt. udbetaling, så man forsikrer typisk kun omkring 85 % af den beregnede produktion. Driftstab forsikring har typisk karenstider indbygget, men fungerer generelt godt.
3. Driftsomkostninger; her ses forskellige muligheder for at overdrage risiko til mølleleverandør i forskelligt omfang.
4. Rente; Der kan indgås aftaler med finansieringsinstitutter om fast rente.

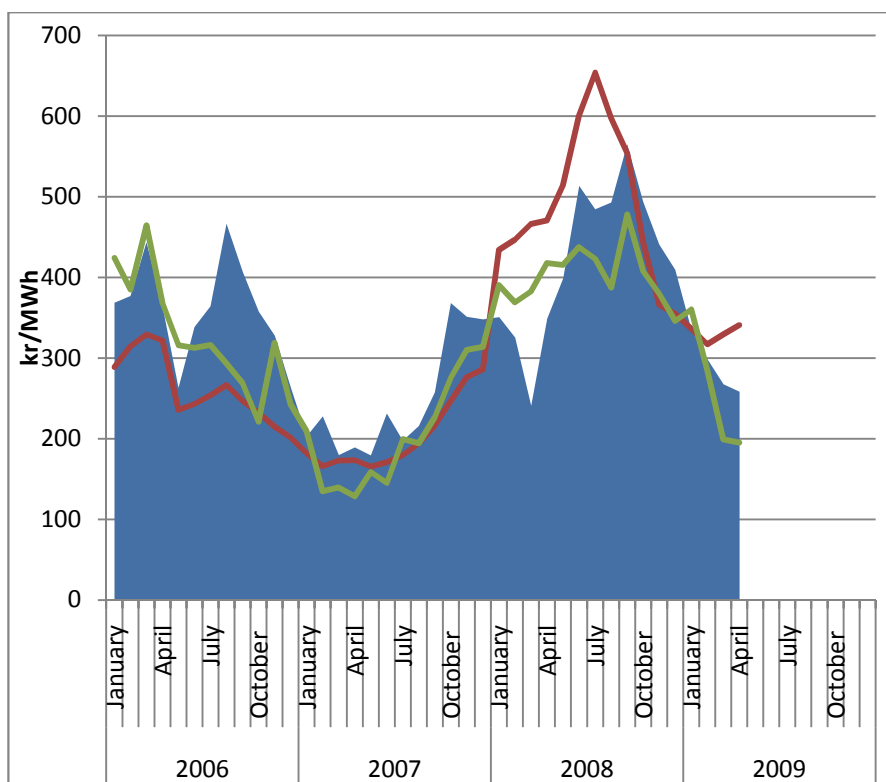
Systematiske risici

Systematisk risiko omfatter risici, der ikke kan bortdiversificeres. I samfundsøkonomiske beregninger anvender man kun systematiske risici for at finde risikopræmien for projekter. De projektspecifikke risici indgår ikke i samfundsøkonomiske beregninger, idet de antages at opveje hinanden i samfundet.

Elafregningsrisiko

Elprisen i Norden er markedsbestemt. Elprisen er et udtryk for udbud og efterspørgsel på Nord Pool. I det nordiske elmarked er både udbud og efterspørgsel delvis funktioner af vejret. Nedbørsmængden i Norge og Sverige kan have stor indflydelse på elprisen, og vindforholdene påvirker også elprisen, især i de danske prisområder. Kul- og naturgaspriser påvirker også elprisen i Danmark, og værker fyret med fossile brændsler er ofte prisdannende i de danske prisområder. Kul- og naturgaspriser er bestemt på internationale markeder og er påvirket bl.a. af konjunktoren på verdensplan. Elprisen er derfor en systematisk risiko for investorer i vindkraft.

Figur 46 viser elprisens udvikling i Østdanmark i perioden januar 2006 til april 2009 i forhold til de marginale omkostninger på kulfyrede og gasfyrede reference-værker i samme periode. Der er en stor korrelation mellem elprisen samt omkostningskurverne for kul- og gasfyrede værker. Figur 46 viser også, hvordan nedbørsmængder i Norge og Sverige påvirker elprisen i Danmark. 2006 var et relativt tørt år, hvilket er årsagen, til at elprisen ligger højere end omkostningskurverne for kul og naturgas værker. I foråret 2008 var magasinfyldningen usædvanlig høj, hvilket forklarer den lave elpris i foråret sammenlignet med omkostningskurverne for kul- og naturgasværker i samme periode¹³.



Figur 46: Elprisen i Østdanmark 2006 - 2009 samt marginale omkostninger for kul og naturgasfyrede kraftværker 2006 - 2009¹⁴

Elafregningsrisiko er ikke ens for landmøller og havmøller i Danmark på grund af forskellige regler for afregning af vindkraft på land og til havs.

¹³ Ea Energianalyse, *Varmplan Hovedstaden, Analyse af den fremtidige fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet*, 2009

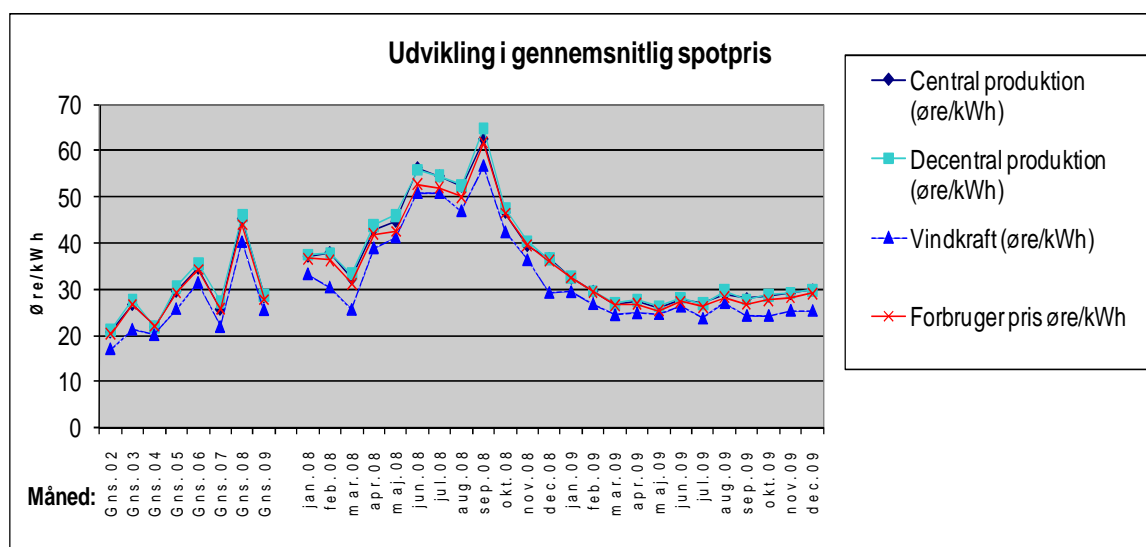
¹⁴ Ea Energianalyse, *Varmplan Hovedstaden, Analyse af den fremtidige fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet*, 2009

Landmøller

Siden 2008 modtager landmøller et pristillæg ud over markedsprisen på 25 øre pr. kWh i de første 22.000 fuldlasttimer. Det reducerer afregningsrisiko i de år, hvor et projekt typisk har mest gæld.

Selv om afregningsrisikoen er reduceret ved pristillægget, er den fortsat det vigtigste risikoelement for landmøller i Danmark. Ændringer i kul- og naturgaspriser, CO₂-prisen, vandstanden i magasinerne og stigende mængde vindkraft i det samme prisområde kan påvirke den samlede afregningspris over projektets levetid.

Spotprisen på Nord Pool varierer over tid. Figur 47 nedenunder viser vigtigheden i at lave følsomhedsanalyser, der omfatter alle mulige udfald frem for de mest sandsynlige udfald på det pågældende tidspunkt. En investeringsbeslutning truffet medio 2008 ud fra forventninger om en afregningspris på omkring 50 øre pr. kWh kunne give store problemer for investoren, når han ved projektetablering ca. et år efter kun kan opnå ca. 25 øre/kWh.



Figur 47: Udvikling i gennemsnitlig spotpris for el i Vest Danmark 2002 – 2009 /www.dkvind.dk/

Afregningsrisikoen kan reduceres yderligere ved at indgå en fastprisaftale med en elhandler. På nuværende tidspunkt kan der indgås fastprisaftaler fra et til fem år. Fastprisaftaler er prissat i forhold til forwardkontrakter på Nord Pool. Fastprisaftaler reducerer afregningsrisikoen på kort til mellemsigt for investoren. Kreditorer stiller ofte krav over for investorerne om, at de skal indgå en fastprisaftale for at opnå finansiering.

Selv hvis et vindkraftprojekt indgår en fastprisaftale, er afregningsrisikoen fortsat en vigtig parameter af to årsager. Tilbagebetalingstid på landmøller er typisk mellem 10 og 15 år, mens fastprisaftaler strækker sig over højst fem år. Det betyder, at investoren mindst skal indgå to eller tre fastprisaftaler, inden projektet er tilbagebetalt. Afregningsrisikoen opstår hver gang en ny fastprisaftale indgås.

Fastprisaftaler prissættes først når vindprojektet begynder at producere strøm. Det betyder, at afregningsprisen for en fastprisaftale muligvis har ændret sig i forhold til prisen, da investeringsbeslutningen blev taget.

Havmøller

Regulering for havmølleparker i Danmark er rettet mod at reducere afregningsrisikoen så meget som muligt. Investoren modtager en fastpris for de første 50.000 fuldlasttimer. Det svarer til 12 års produktion for Horns Rev II og 13 år for Rødsand II. Investorer vil typisk have en tilbagebetalingstid, der strækker sig over de samme antal eller færre år end fastprisaftalen. Det bekræftes ved, at både Horns Rev II og Rødsand II er delvist finansieret med lån fra Den Nordiske Investeringsbank, der strækker sig over hhv. 10 og 12,5 år.

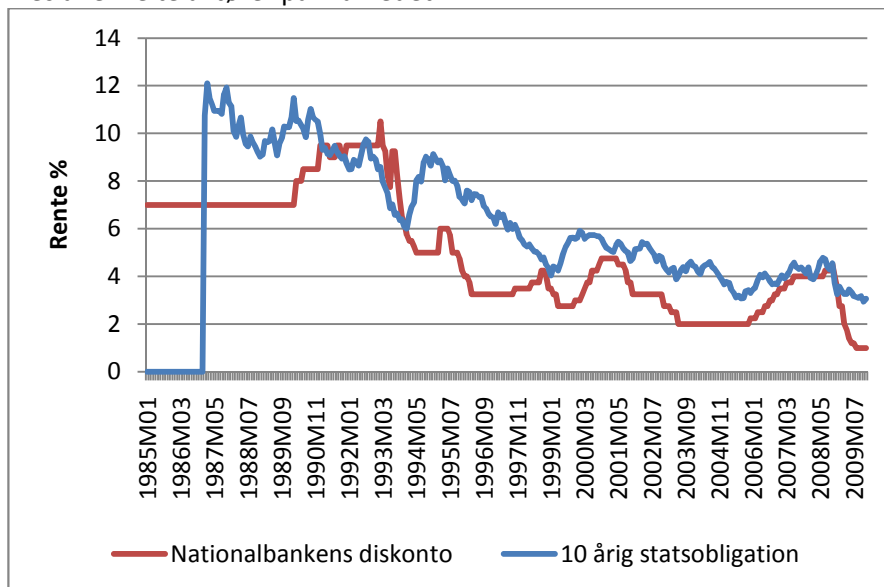
Efter havmølleparken er tilbagebetalt og fastprisaftalen er udløbet, opstår der afregningsrisiko i projektet. Risikoen er dog minimeret, idet afregningsprisen ikke skal servicere gæld i projektet, kun de marginale driftsomkostninger i projektet. Alt over den pris er profit for investorerne. Omkostninger til drift og vedligeholdelse skønnes til omkring 18 til 22 øre pr. kWh for havmølleparker.

Selv om afregningsrisikoen kan begrænses, er den systematisk og kan dermed ikke bortdiversificeres helt. Store elproducenter anvender en blanding af vedvarende og konventionelle teknologier til at diversificere elementer, der påvirker afregningsrisikoen. Elproduktion ved brug af vedvarende energikilde reducerer eksponering til udsving i udgifter til fx kul, naturgas eller CO₂ i forhold til elprisen.

Renterisiko

Renterisikoen omfatter både rente på lån, såvel som afkast til investorer. Hvis renten stiger, bliver udgifterne til gældspleje højere for projektet. Hvis renten på statsobligationer stiger, falder risikopræmien for investorer, hvis en fast årlig forrentning på investeringen er aftalt.

Renterisiko er en systematisk risiko, idet det er forbundet til makroøkonomiske udsving, som ikke kan påvirkes af enkelte aktører på markedet.



Figur 48: Nationalbankens diskonto og renten på 10-årige statsobligationer 1985 – 2009 (Danmarks Nationalbank)

Da investering i vindkraft er kapitalintensiv med op mod 85 % af de samlede omkostninger i startfasen, er projektøkonomien særlig sårbar over for rentestigninger i de første år.

Renterisikoen kan reduceres ved at indgå en fastrenteaftale. Landmølleprojekter finansieret med kassekreditlån kan indgå en femårig fastrenteaftale til en rente på ca. 5,5 % på nuværende tidspunkt. Kreditorer forventer ca. 2 % i risikopræmie for et typisk landmølleprojekt og ca. 2 % risikopræmie for at låne penge. Risikopræmien til lån af penge var næsten nul inden finanskrisen. Det er som regel et krav fra kreditorer, at renten fastlåses for at kunne opnå finansiering i et vindmølleprojekt på grund af de store kapitalomkostninger forbundet med vindmølleprojekter sammenlignet med variable driftsomkostninger.

En rente på et kassekreditlån på 5,5 % til et vindmølleprojekt er i den lave ende sammenlignet med mange andre forretningsområder. Vindmølleprojekter har god likviditet og anses for at være lav-risiko projekter, fordi der er gode muligheder for risikospredning.

Kreditorer foretrækker typisk at finansiere store havmølleprojekter i Danmark på baggrund af investorens andre aktiver og indtjeningskilder. Det reducerer eller eliminerer kreditorernes eksponering over for havmølleparkens fremtidige indtjeningsmuligheder. Det favoriserer store energiselskaber frem for projektfinsiering af havmølleparker. Energiselskaber har aktiver med tilstrækkelig værdi og indtjeningskilder i form af eksisterende kraftværker og salg af el til at dække de høje omkostninger

forbundet med store havmølleparker. Mange energiselskaber er fortsat statsejede virksomheder, som reducerer risikoen for kreditorer yderligere.

Et eksempel på finansiering af havmølleparker, hvor sikkerheden for lånet ligger i investorens samlede værdi og fremtidige indtjeningsmuligheder frem for selve havmølleprojektet, er Den Nordiske Investeringsbanks finansiering af Horns Rev I og II, Nysted og Rødsand II.

Den Nordiske Investeringsbank har kunnet tilbyde fastforrentede lån til en lavere rente, end investorerne sandsynligvis ville kunne få gennem private banker. Det har kunnet lade sig gøre, idet Den Nordiske Investeringsbank er ejet af de nordiske og baltiske stater og dermed har den højeste mulige kreditvurdering på markedet, idet deres obligationer ligestilles med statsobligationer. Det giver adgang til kapital til en lav rente i forhold til, hvad mange andre finansieringsinstitutter kan tilbyde.

Den Nordiske Investeringsbank har til opgave at finansiere projekter, der bl.a. fremmer bæredygtig udvikling og vækst i Norden. For at opfylde dette mål har banken været aktiv i finansiering af havmølleparker i Danmark. Den Nordiske Investeringsbanks tilbyder en meget konkurrencedygtig rente, men under forudsætning af at de ikke eksponeres for risici i selve havmølleparken.

Renten på lån til havmølleparken skønnes ud fra Dong Energy's kreditvurdering og renten på en 10-årig statsobligation. Dong Energy havde en kreditvurdering på BBB+ af Standard & Poor's, da de indgik finansieringsaftalen med Den Nordiske Investeringsbank. Tabel 1 nedenunder viser risikotillægget ved forskellige kreditratings.

Tabel 1: Risikotillæg ved forskellige kredit rating.¹⁵

	Risikofri rente	AAA	AA	A	BBB	BB	B
10 år	4 %	0,45%	0,54%	0,63%	1,44%	2,55%	3,76%

Dong Energy's kreditomkostninger skønnes dermed til ca. 5,5 % for lånet hos Den Nordiske Investeringsbank¹⁶. Lånet er fastforrentet og strækker sig over 10 år.

E.ON har en A kredit rating og indgik en lånaftale med Den Nordiske Investeringsbank i december 2009 for finansiering af Rødsand II. Lånet har en tilbagebetalingstid på 12,5 år. Renten skønnes at være ca. 4,5 %, idet statsobligationer på daværende tidspunkt havde en rente på ca. 3,7 %.

Det kan sammenlignes med senior finansiering på en havmøllepark i Belgien. Finansieringsaftalen er fra august 2009, og renten på senior finansiering er ca. 8 % over 15 år¹⁷.

Beregning af risikopræmie i havmølleprojekter

Det er ikke muligt at få oplyst risikopræmien for de nyeste havmølleprojekter i Danmark. Information om Horns Rev II og Rødsand II anvendes dermed til at beregne risikopræmien for havmølleparker i Danmark. Risikopræmien beregnes ved hjælp af et regneark fra IEA Wind Task 26: Cost of Wind Energy. Regnearket er udviklet for at kunne sammenligne omkostningerne for vindmølleprojekter i forskellige lande og beregner bl.a. projektets interne rente.

For at kunne beregne risikopræmien skal investorens afkastkrav for egenkapital først kalkuleres. Det gøres ved at anvende følgende formel:

$$K_e = r_f + \beta[(E(r_m) - r_f)]^{18}$$

¹⁵ Lund, J, *Værdiansættelse, Dong Energy*, 2008

¹⁶ Dong Energy fik opgraderet deres kredit rating for langsigtede lån fra BBB+ til A i november 2009. Det ville have betydet en rente på ca. 4,2 %, hvis aftalen var indgået i dag, hvor 10-år statsobligation 4-19 har en årlige rente på 3,52 %.

¹⁷ Interview 4

K_e = afkastkrav på egenkapital

r_f = den risikofrie rente = 4 %

β = systematisk risiko

r_m = gennemsnits afkast ved investering i reference portefølje

Systematisk risiko udtrykker et firmas risiko i forhold til alle andre virksomheder som helhed. I

Værdiansættelse, Dong Energy vurderes β for Dong Energy til 1. Aktiemarkedets gennemsnits risikopræmie fra 1983 til 2002 var 7,2 %¹⁹.

$$K_e = 4 \% + 1[(11,2 \% - 4 \%)] = 11,2 \%$$

Dong Energy's krav til forrentning af egenkapital skønnes dermed at være ca. 11 %. Renten på lån er allerede skønnet til 5,5 %. Horns Rev II har 55 % egenkapital og Rødsand II egenkapital på 74 %. Det betyder, at Horns Rev II har gennemsnitlige kapitalomkostninger (WACC) på omkring 8,6 %, mens Rødsand II har et gennemsnitlige kapitalomkostning på 9,5 %.

Horns Rev II og Rødsand II modtager en fast afregningspris i 50.000 fuldlasttimer. Afregningsprisen for Horns Rev II er 51,8 øre pr. kWh og for Rødsand II 62,9 øre pr. kWh.

Beregning af risikopræmien for vindmølleprojekter er lavet på baggrund af forudsætningerne i tabel 2 nedenunder.

Tabel 2: Forudsætninger for beregning af risikopræmie i havmølleprojekter

	Rødsand II	Horns Rev II
Energiselskab egenfinansiering	2.156 Mkr.	1.484 Mkr.
Lånefinansiering	744 Mkr.	1.192 Mkr.
Afregningspris pr. kWh	62,9 øre	51,8 øre
Markedspris efter 50.000 fuldlasttimer	40,0 øre pr. kWh	40,0 øre pr. kWh
Driftsomkostninger	18 øre. pr. kWh	18 øre. pr. kWh
Fuldlasttimer pr. år	3.800	4.200
Teknisk levetid	20 år	20 år
Rente på lån	4,5 %	5,5 %
Rente på egenfinansiering	11,2 %	11,2 %
WACC	9,5 %	8,6 %

Beregningerne fik følgende resultater:

Tabel 3: Intern rente for Horns Rev II og Rødsand II (egne beregninger)

¹⁸ Elling, J. & Sørensen, O., *Regnskabsanalyse og værdiansættelse*, 2005

¹⁹ Saabye, N., *Risikopræmie på aktier*, 2003, Danmarks Nationalbank

	Rødsand II (207 MW)	Horns Rev II (209 MW)
Intern rente i projektet	10,8 %	9 %
Risikopræmie²⁰	7,2 %	5,5 %

Projektspecifikke risici

Projektspecifikke risici regnes som regel ikke med i risikopræmien, idet investorer diversificerer deres portefølje, så projektspecifikke risici opvejer hinanden.

Ressourcerisiko

En vindmølles elproduktion er bestemt af vindressourcen og antallet af rådighedstimer om året. Vindressourcen er af afgørende betydning for økonomien i et vindmølleprojekt og er dermed et vigtigt risikoelement for investorer. Ressourcerisiko er en projektspecifik risiko, idet den kan bortdiversificeres og ikke er forbundet til cykliske økonomiske bevægelser i samfundet. Ressourcerisikoen kan deles i to elementer; fejl i ressourceberegninger og naturlige udsving i vindressourcen fra år til år.

Fejl i ressourceberegninger

Der er en risiko for, at vindberegninger for en vindmølleplacering er forkerte. Det kan give projektet en dårligere indtjening end budgetteret med alvorlige økonomiske konsekvenser til følge for investorerne. Vindmølleprojekter kan købe forsikring mod fejl i vindberegninger. Forsikringen tegnes på baggrund af vindmølleproducentens forventede årsproduktion for vindmølleprojektet. Produktionsberegningsforsikring dækker som regel kun 85 % af den forventede årsproduktion i fem år, og der er en karantæneperiode, hvor et statistisk grundlag for udbetaling af forsikring skal etableres.

Hvis et vindmølleprojekt hovedsageligt er lånefinansieret, kan fejl i vindberegninger, der fører til en lavere produktion end forventet, betyde en længere tilbagebetalingstid på lån og dermed større renteudgifter for projektet. Det vil ændre det forventede afkast i projektet.

Risiko for fejlberegninger af vindressourcen opfattes ikke længere som en betydelig risiko for landmøller i Danmark. Der er mange referencemøller i Danmark, der kan anvendes til at bekræfte vindforholdene de fleste steder, og de fleste nye landvindmøller rejses enten samme sted eller i nærheden af eksisterende vindmølleplaceringer²¹. De fleste nye landmøller er højere og større end referencemøllerne. Der er dermed fortsat en risiko for, at vindberegninger ikke er rigtige ved fx 80m, hvis der er en referencemølle på kun 40m samme sted. Forsikringen dækker som nævnt typisk kun 85 % af den forventede årsproduktion ved fejl i vindberegninger. Dermed skal projektet bære 15 % af risikoen.

Risikoen kan indberegnes i et projektbudget ved at tage sandsynligheden for en fejl i vindberegning på -15 %, -10 % og -5 %. Fx hvis vindberegninger viser, at der kan forventes 2.600 fuldlasttimer om året ved en vindmølleplacering, skal en konsekvensberegning inkludere muligheden for fejlberegning af fuldlasttimer. Fx kan det vurderes, at der er en 10 % sandsynlighed for at vindressourcen er 5 % lavere end beregnet, en 5 % sandsynlighed at den er 10 % lavere og en 2 % sandsynlighed for at den er 15 % lavere end beregnet. For at inkludere risikoen for fejlberegninger i projektbudgettet skal antal fuldlasttimer sættes til:

$$(2.600 \times 0,83) + (2.470 \times 0,1) + (2.340 \times 0,05) + (2.210 \times 0,02) = 2.566 \text{ fuldlasttimer}$$

²⁰ Risikopræmien er beregnet ud fra renten på 10-år statsobligation 4-19, som betaler 3,5 % i rente (kurs for 29.januar 2010).

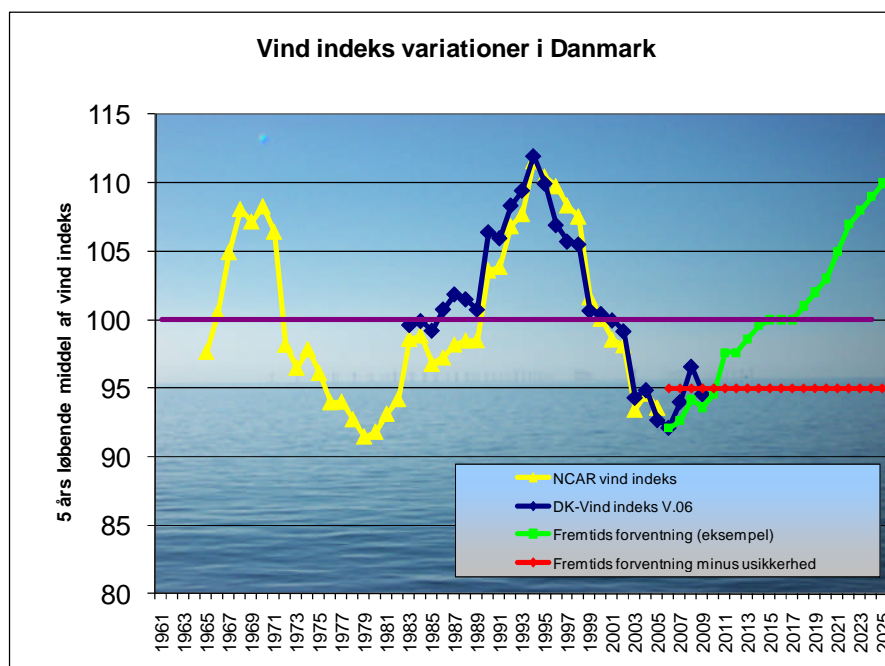
²¹ Interview med vindmøllefinansiører 1 og 2

Naturlige udsving i vindressourcen

Der er naturlige udsving i vindressourcen fra sæson til sæson og fra år til år. Vindressourcen i Danmark varierer fra et gennemsnitsår med op til $\pm 15\%$, men disse forskelle udlignes over en 20-årig periode. Der er dog også udsving med en længere periodelængde. Eksempelvis var 1985-95 omkring 10% bedre end 1996-2006. Disse udsving er koblet til globale klima svingninger (NAO, North Atlantic Oscillation), og man kender ikke de præcise periodelængder, som historisk typisk varierer fra 20-40 år. Dog har man målinger 150 år bagud, der viser at udsvingene altid har været der, og der er ingen tegn på, at eksempelvis globale klimaforandringer påvirker middelvinden i en konstant op- eller nedadgående retning. Men udsving hvor man i måske op til 20 år falder indenfor en lavvindsperiode, kan have alvorlige konsekvenser. Selv om forskellene i vindressourcen normalt forventes udlignet over en 20-årig periode, er der en ressourcerisiko forbundet med udsving i vindressourcen i de første år af et vindkraftprojekts levetid. Vindprojekter er som regel lånefinansieret. Hvis de første år i projektets levetid er vindfattige år, vil det påvirke afkastet på projektet, idet en større del af indtjeningen vil gå til gældspleje, end der var budgetteret for.

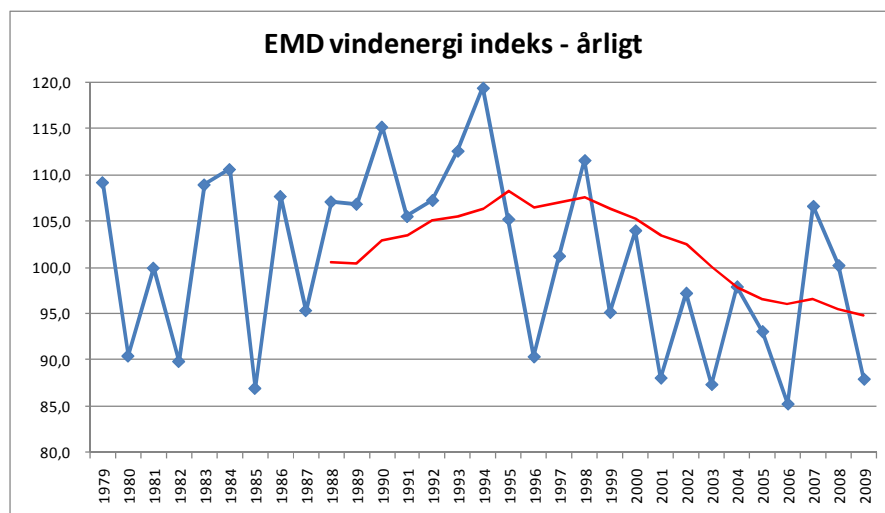
Vindmølleprojekter, der er finansieret med et kassekreditlån frem for et annuitetslån, vil få en længere tilbagebetalingstid, hvis projektet er ramt af vindfattige år ved driftsstart. Det vil betyde højere renteudgifter over lånets levetid, idet lånet afdrages med hele vindkraftprojektets overskud, indtil lånet er tilbagebetalt. Det vil reducere afkastet for investorerne over projektets levetid. Det er typisk, at mindre landmølleprojekter er finansieret med kassekreditlån.

Figur 48 nedenunder viser langtidsvariationerne baseret på forskellige kilder samt et eksempel på en fremskrivning.



Figur 49: Langtidsvariationer i faktisk vindressource i Danmark opgjort på basis af dels faktisk vindmølleproduktion, dels globale klimasimulationer (NCAR).

Figur 49 nedenunder viser den faktiske vindressource i Danmark i forhold til et gennemsnitsår for perioden 1979 til 2009.

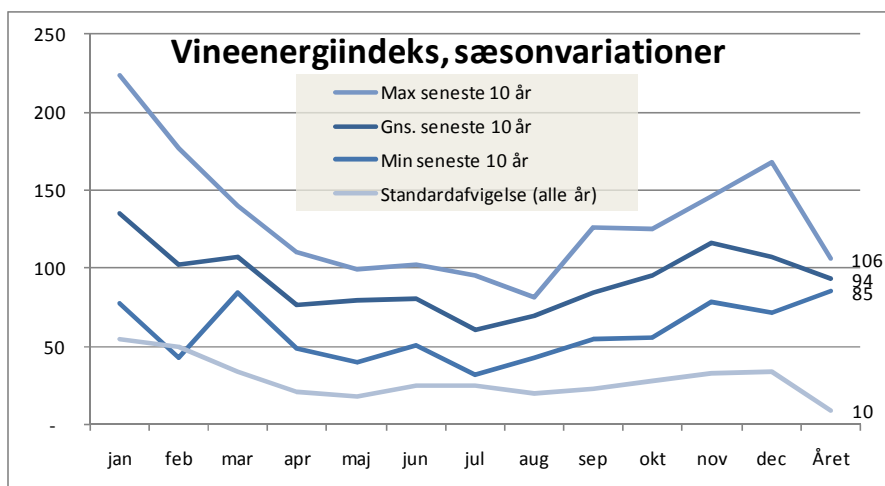


Figur 50 Faktisk vindenergi ressource i Danmark i forhold til et gennemsnitsår, 1979 – 2009. Den røde linje viser 10 år løbende gennemsnit. Det bemærkes at seneste 10 år er 5% under middel, mens forudgående 10-år var 5% over middel

Vindmølleberegnerne medtager som regel en standardafvigelse (usikkerhedsfradrag) i deres vindberegninger, og risikoen for vindfattige år er dermed inkluderet i vindprognosen for vindmølleplaceringer.

Investeringer i vindmøller er kapitalintensiv, dvs. en stor del af omkostninger er anlægsinvesteringer og ligger i starten af projektet. Det er fordelagtigt for en investering, der har høje faste omkostninger i forhold til variable driftsomkostninger, at omsætningen er så høj som mulig i starten af projektet.

Økonomien i vindmøller er mere følsomme for omsætningshastighed end en investering med lave anlægsomkostninger og høje variable omkostninger. Figur 51 viser sæsonmæssige variationer, der kan påvirke omsætningshastighed i et vindkraftprojekt.



Figur 51: Sæsonmæssig variation i vindressourcen. Labels yderst til højre viser årsværdier, seneste 10 år er således 6% under langtidsforventning. Standardafvigelsen på årsværdien er 10%

Vindressourcen er som nævnt tidligere bedre om efteråret og om vinteren i Danmark end om sommeren. Der er også mere energi i vinden i de koldere måneder. Det er dermed fordelagtigt for et vindprojekts økonomi, at møllerne sættes i drift om efteråret for at benytte sig af de højere indtjeningsmuligheder, der er på de tidspunkter af året. Planlægning af byggefasen om foråret og om sommeren reducerer også risikoen for forsinkelse på grund af dårligt vejr. Det gælder både land- og

havmøller. Forsinkelse i idriftsættelse af vindmølleprojekter kan dermed påvirke omsætningshastigheden og økonomien i projektet på grund af sæsonmæssige udsving i vindressourcen.

Driftsrisiko

Driftsrisiko forbundet med vindmølleprojekter er en projektspecifik risiko. Forstyrrelser i vindmøllers drift kan have alvorlige konsekvenser for et vindmølleprojekts økonomi på grund af tabt indtjening, mens vindmøllen ikke er til rådighed. Driftsrisiko kan reduceres ved at tegne en drifts- og vedligeholdelsesaftale og en driftstabsforsikring.

Driftstabsforsikring dækker produktionstab som følge af tekniske fejl eller skader på en vindmølle. Der er en selvrisiko, der er typisk fra 48 til 120 timer uden produktion. Erstatningen beregnes på baggrund af produktionstal fra andre vindmøller i samme periode. Driftstabsforsikring dækker ikke driftstab på grund af manglende vind, netfejl, netudfald eller planlagt service og vedligeholdelse.

De fleste vindmølleprojekter hensætter penge hvert år til reparationer som fx skift af gearkasse. Der kan være en risiko for, at reparationer er nødvendige tidligere end beregnet. Historisk set er det fra ca. år 8 og frem, at de fleste gearkasse skal skiftes, men der er risiko for, at investoren er nødsaget til at foretage store reparationer tidligere. Det kan betyde, at det hensatte beløb til reparationer ikke er tilstrækkeligt til at dække reparationsomkostninger, og vedligeholdelsesudgifterne skal tages fra det forventede afkast for det pågældende år, eller et nyt lån eller udvidet kredit skal oprettes. Det vil reducere projektets nutidsværdi negativt.

Hvis store reparationer skal foretages tidligere end forventet, kan det også påvirke omsætningshastigheden i projektet. Det kan igen påvirke projektets rentabilitet som diskuteret tidligere i afsnittet.

Hvis fx en gearkasse skal skiftes efter år fem i stedet for år ti i projektet, kan det være nødvendigt at skifte gearkassen to gange i projektets levetid. Ellers forkortes projektets tekniske levetid.

Vindmølleproducenter tilbyder nu produkter til landmøller, der dækker service, garanti, forsikring og overvågning over en fem- eller ti-årig periode. Det reducerer driftsrisiko, især i den første driftsperiode, hvor projektøkonomien er mest sårbar. Prisen på en samlet løsning giver også sammenligningsgrundlag for vindmølleinvestorer, der ikke vælger en samlet løsning. Prisen på en totalløsning ligger i omegnen af 150.000kr til 200.000kr pr. MW om året.

Kreditorer anvender prisen på en totalløsning som udgangspunkt for de årlige omkostninger til drift og vedligeholdelse over projektets tekniske levetid²². Risikoen for større driftsomkostninger kan beregnes ud fra det antal vindmøller i et bestemt projektår, der har haft faktiske driftsomkostninger som er mere end 150 % af det årlige gennemsnit over projektets levetid. Det kan ses i Tabel 4 nedenfor. Det antages, at høje omkostninger i et enkelt år skyldes reparationer, idet jordreje, administration, service m.m. som regel er relativt konstant.

Tabel 4: Procentdel af vindmøller med driftsomkostninger over 150 % af gennemsnittet i projektår 5 til 10

Projektår	Procentdel af møller med driftsomkostninger over 150 % af gennemsnittet	Driftsomkostninger i konsekvensberegning
6	16 %	189.000kr
7	22 %	194.250kr
8	9 %	182.875kr
9	10 %	183.750kr
10	0 %	175.000kr

²² Interview 1 og 2

I et projekts første 5 år er der oftest en totalløsning med vindmølleproducenten. Derefter er omkostninger beregnet på baggrund af totalløsningens pris. Dvs. 175.000kr. pr. MW. Tabel 4 viser, at 16 % af vindmøller i denne analyse havde driftsomkostninger over 150 % af gennemsnittet. En konsekvensberegning for driftsomkostninger i år 6 vil dermed være $(175.000 \times 0,84) + (175.000 \times 1,5 \times 0,16) = 189.000\text{kr. pr. MW.}$

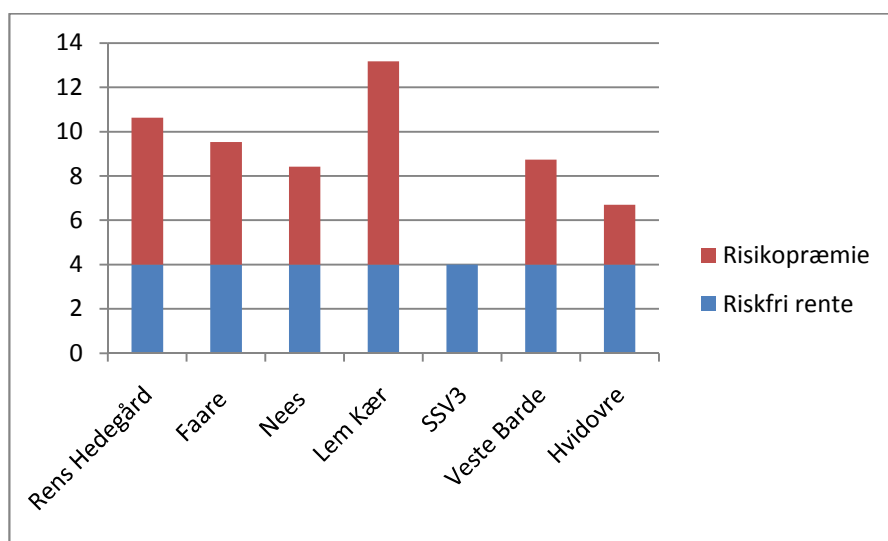
Der kan være ringe muligheder for risikospredning i havmølleprojekter på grund af de store omkostninger forbundet med at udvikle en havmøllepark. Mange af underleverandørerne har ikke tilstrækkelig økonomi til at kunne kompensere for tabt indtjening m.m., hvis de ikke kan leve op til deres forpligtelser. Det kan betyde, at investorerne skal bære en del risiko, de ellers ikke vil gøre i et tilsvarende landbaseret projekt.

Vejrforhold påvirker driftsrisiko i havmølleprojekter. Dårlige vejrforhold (vind, bølger, tidevand, strøm) kan forhindre vedligeholdelse og reparationer. Det kan betyde lavere rådighed for den enkelte mølle og parken som helhed og en dårlig økonomi til følge.

Risikopræmien i landmølleprojekter

Risikopræmien i syv forskellige vindprojekter vises i Figur 52 nedenunder. De er beregnet ud fra projektøkonomien for hvert projekt, som er offentligt tilgængeligt for projekterne på grund af kravet om tilbud om lokalejerskab i vindmølleprojekter.

Risikopræmien varierer fra 2,7 % til 9 %. Det er typisk de placeringer med de bedste vindforhold, der har den bedste forrentning. Undtagelsen er SSV3, som købte en meget billig vindmølle fra et projekt, hvis ansøgning blev afvist. Det har givet projektet en højere intern rente, end projektet ellers havde haft. Gennemsnits risikopræmie for landmølleprojekterne eks. SSV3 er 5,5 %.



Figur 52: Risikopræmie i landmølleprojekter

Konklusion

Risikopræmien er det merafkast over den risikofrie rente, som en investor forventer at få ved en investering, hvor udfaldet ikke er kendt med sikkerhed. Risikopræmien afspejler kun de systematiske risici i et projekt, idet de projektspecifikke risici opvejer hinanden i en investeringsportefølje. Projektspecifikke risici behandles ved konsekvensberegninger i budgettering af et projekt. Det belyser, hvordan forskellige projektspecifikke risici muligvis kunne påvirke et projekts nutidsværdi.

Afregningsrisiko og renterisikoen er de vigtigste systematiske risici for vindmølleprojekter. Det offentlige pristillæg til land- og havmøller reducerer afregningsrisikoen for vindkraftprojekter, og hjælper

med omsætningshastigheden i projektet. Omsætningshastighed kan være af afgørende betydning for vindprojekter, idet de typisk er kapitalintensive med høje faste omkostninger i de første år.

Risikopræmien for Horns Rev II skønnes til at være ca. 5,5 % og for Rødsand II ca. 7 %. Det er lavere end gennemsnitlig risikopræmie for danske aktier fra 1983 til 2002, som var på 7,2 %. Risikopræmien er muligvis lavere end gennemsnittet for danske aktier, idet de systematiske risici reduceres ved statens regulering omkring afregning og adgang til fastforrentede lån med lav rente gennem Den Nordiske Investeringsbank. Den høje andel af egenkapital i de to havmølleprojekter reducerer også renterisikoen.

Landmøller i Danmark har baseret på seneste offentlige projekter en risikopræmie på ca. 5,5 %. Risikopræmien er relativ lav, idet landmølleprojekter opfattes som sikre investeringer med gode muligheder for risikospredning og høj likviditet.

De vigtigste usystematiske risici for vindmølleprojekter er vindressourcerisiko og driftsrisiko. De kan påvirke omsætningshastigheden negativt og på den måde reducere nutidsværdien i vindmølleprojekter. Disse risici skal indgå i budgetberegninger ved at gennemføre konsekvensberegninger, hvor alle mulige scenarier indgår.

Hvis risikopræmien ønskes reduceret, skal de systematiske risici behandles, idet kun disse risici indgår i beregning af risikopræmien. Afregningsprisen er den vigtigste systematiske risiko i land- og havmølleprojekter. Hvis afregningsprisen sættes op, eller perioden med pristillæg forlænges, vil risikopræmien reduceres i vindmølleprojekter. Risikopræmien virker allerede til at være lavere end den gennemsnitlige risikopræmie for danske aktier, som kan tyde på, at de systematiske risici allerede er reduceret betydeligt gennem regulering.

De projektspecifikke risici er lave i landmølleprojekter, idet de er veldokumenterede i Danmark på grund af de mange referenceprojekter i Danmark.

Der er ikke det samme erfaringsgrundlag med havmølleprojekter. Det betyder, at de projektspecifikke risici er større end for landmøller. Større projektspecifikke risici betyder større usikkerhed omkring omkostninger forbundet med projekter. Det betyder højere anslåede budgetter for havmølleprojekter, idet budgetterne skal kunne rumme flere risikoscenarier.

Appendiks 1: EMD/DV – databasen – internet adgang til indrapportering/infovisning

EMD og Danmarks Vindmølleforening (DV) har i samarbejde forestået indsamling af såvel drifts- som etableringsomkostninger gennem årtier. Datagrundlaget lå tidligere i et databasesystem ved EMD, der frem til år 2000 fik støtte af Energistyrelsen til at vedligeholde denne database. DV benyttede også i mange år medlemsbladet "Naturlig Energi" til at formidle resultater og deltage i dataindsamlingen. Efter liberaliseringen af elmarkedet, valgte Energistyrelsen at opbygge egen database (Stamdata registret) baseret på Elselskabernes oplysninger. Støtten til såvel DV som EMD's database ophørte da, og systemet blev langsomt udfaset, da der ikke var økonomi i at vedligeholde det. Imidlertid betød det, at en række væsentlige oplysninger om såvel driftsfejl som økonomi data ikke længere blev opdateret.

DV og EMD forsøgte sammen at gennemføre et dataopdateringsprojekt i 2004, og det lykkedes at indsamle en del driftsøkonomi oplysninger, som bl.a. indgår i denne analyse. I forbindelse med dette projekt er databasen med såvel driftsøkonomi som etablerings omkostninger blevet moderniseret og lagt ind i et internetbaseret indrapporteringssystem. Dette vil gøre det lettere at vedligeholde fremover – bl.a. vil møllejere selv kunne indrapportere. Man skal dog nok ikke forvente, at mange blot gør dette af sig selv, men her en beskrivelse af, hvordan systemet tager sig ud, i håb om at der på en eller anden måde vil blive etableret kontinuitet i indsamlingen, så data er klar, når de skal bruges, og der ikke først skal etableres et "tungt" projekttapparat for at få det til at fungere.

Beskrivelse af inddateringssystem/infovisning

Man kan tilgå systemet via et link fra www.vindstat.dk nederst på hovedsiden.

Velkommen til Danmarks vindmøller

Dette websted er oprettet som en del af EUDP projektet "Vindmøllers økonomi". Det giver dels alle mulighed for at se oplysninger om vindmøller i Danmark der er offentligt tilgængelige via Energistyrelsens STAMDATAREGISTER FOR VINDMØLLER. Oplysningerne suppleres af EMD International med bl.a. beregning af vindindekskorrigeret produktion. Desuden er systemet udviklet til inddatering og opfølgning på vindmøllers økonomi.

Indtast venligst login oplysninger:

Brugernavn:

Kodeord:

Tilmelding til deltagelse i driftsøkonomianalyse-projekt:

☐ Jeg ønsker selv at indtaste oplysninger

☐ Jeg vil gerne modtage oplysningsskema

☐ Jeg vil gerne udskrive et inddata-skema

☐ Jeg vil gerne kontaktes for at høre nærmere

Navn

Email

Telefon

Evt. møllenummer (ENS-ID)

Bemærk at det kun er nødvendigt med et login til systemet, hvis du ønsker at indtaste data. Alle brugere kan se stamdataregistret fra Energistyrelsen.

En del af systemet (alle offentlige data) kan tilgås uden brugerkode. Desuden er der en DEMO mølle, hvor man kan se samtlige oplysninger. I det følgende gennemgås alle skærbilleder ud fra DEMO møllen.

For at kunne se økonomidata for andre møller kræves login kode, som kun giver adgang til egne vindmøllers økonomidata, såvel visning som inddatering.

ENS-stamdata								
Start	ENS-stamdata	EMD_ekstra	DV-stamoplysninger	Vindindeks	Årsprod.	Månedspred.	Økonomi-stamdata	Økonomi-driftsdata
Møllennummer (ENS)		570715000000012617		Effekt (kW)		600		
Dato opr. nettilslutning		12-06-1996		Fabrikat		Neg Micon		
Dato, evt. afmeldt				Kommune		Ålborg		
Øvrige ENS-Stamdata:								
Type af placering		LAND		Typebetegnelse		Mi500 - 500/125		
Ejerlav		Gandrup By, Ø. Hassing		Rotor-diameter (m)		43		
Matrikel-nummer		11n		Navhøjde (m)		46		
X (øst) koordinat, ENS		571.107		Kommune-nr.		851		
Y (nord) koordinat, ENS		6.321.978		Netselskabets nummer		70063-01		
X (øst) koordinat, KMS		571.107		Type af nettilslutning		10 kV siden af 10/0,4 kV transformer (eller tilsvarende) (inkluderer møller tilsluttet i 10kV-nettet)		
Y (nord) koordinat, KMS		6.321.977						

Figur 53 Grundoplysninger fra Energistyrelsens stamdata register.

EMD_ekstra								
Start	ENS-stamdata	EMD_ekstra	DV-stamoplysninger	Vindindeks	Årsprod.	Månedspred.	Økonomi-stamdata	Økonomi-driftsdata
Møllennummer (ENS)		570715000000012617		Effekt (kW)		600		
Dato opr. nettilslutning		12-06-1996		Fabrikat		Neg Micon		
Dato, evt. afmeldt				Kommune		Ålborg		
	ENS-Stamdata	EMD-korrigerede/supl.	Afvigelse	Status for driftsøkonomidata				
Effekt (kW)	600	600	0,00					
Fabrikat	Neg Micon	NEG MICON	-	Status type (spurgt 2008)				
Kommune	Ålborg	851	-	Aktiv <input checked="" type="radio"/> (10 / 5304)				
Typebetegnelse	Mi500 - 500/125	NEG MICON NM 43-600 600-150 43.0 !OI	-	Mulig <input type="radio"/> (0 / 5304)				
Rotor-diameter (m)	43	43	0,00	Negativ <input type="radio"/> (0 / 5304)				
Navhøjde (m)	46	46	0,00	Ikke spurgt <input type="radio"/> (5294 / 5304)				
X (øst) koordinat, KMS *	571.107	571.107	0,00					
Y (nord) koordinat, KMS *	6.321.977	6.321.977	0,00	Status data				
Koordinatsystem	-	UTM Euref89	-	Seneste år ok <input checked="" type="radio"/> (42 / 5304)				
Koordinatzone	-	32	-	Tidligere data <input type="radio"/> (82 / 5304)				
Placeringsnavn	-	Ø. Hassing	-	Ingen data <input type="radio"/> (5222 / 5304)				
Vindindeksområde	-	4	-					
VKP (MWh/år)	-	1301	-					
VKP måneder	-	85	-					
* ENS anvendes hvis KMS er ukendt								

Figur 54 ekstra oplysninger tilknyttet af EMD, bl.a. link til WindPRO's effektkurve bibliotek, samt den af EMD beregnede forventede langtidsproduktion (VKP) baseret på korrektion af "godkendte" månedsdata fra 2002 og frem med vindindeks. Denne værdi opdateres ca. én gang årligt hvor alle tilrådigværende månedsdata anvendes.

DV-stamoplysninger									
Start	ENS-stamdata	EMD ekstra	DV-stamoplysninger	Vindindeks	Årsprod.	Månedspod.	Økonomi-stamdata	Økonomi-driftsdata	
Møllennummer (ENS)		570715000000012617		Effekt (kW)		600			
Dato opr. nettilslutning		12-06-1996		Fabrikat		Neg Micon			
Dato, evt. afmeldt				Kommune		Ålborg			
Møllennummer				Status type (spurg 2008)					
Nnummer				Aktiv <input checked="" type="radio"/> (10 / 5304)					
Navn				Mulig <input type="radio"/> (0 / 5304)					
Møllelaug				Negativ <input type="radio"/> (0 / 5304)					
Adresse				Ikke spurgt <input type="radio"/> (5294 / 5304)					
Postnr									
By				Status data					
E-mail				Seneste år ok <input checked="" type="radio"/> (42 / 5304)					
Telefon				Tidligere data <input type="radio"/> (82 / 5304)					
Mobiltelefon				Ingen data <input type="radio"/> (5222 / 5304)					
Møllefabrikat									
Nominalstørrelse									
Opstillet									
NE-nr									
				GEM					
				Fortryd					

Figur 55 DV-oplysninger fra Danmarks Vindmølleforenings medlemskartotek.

Vindindeks									
Start	ENS-stamdata	EMD ekstra	DV-stamoplysninger	Vindindeks	Årsprod.	Månedspod.	Økonomi-stamdata	Økonomi-driftsdata	
Møllennummer (ENS)		570715000000012617		Effekt (kW)		600			
Dato opr. nettilslutning		12-06-1996		Fabrikat		Neg Micon			
Dato, evt. afmeldt				Kommune		Ålborg			
Område	1	2	3	4	5	6	7	8	Gns.
Måned-år									
Jan-	0,00								
Jan-08	0,68	0,70	0,69	0,73	0,72	0,76	0,74	0,74	0,72
Jan-08	1,18	1,18	1,23	1,22	1,33	1,45	1,45	1,59	1,33
Jan-08	1,16	1,20	1,23	1,08	1,01	1,24	1,15	1,51	1,20
Jan-08	0,54	0,57	0,58	0,56	0,58	0,67	0,62	0,79	0,61
Jan-08	0,80	0,71	0,73	0,70	0,82	0,92	0,96	0,90	0,82
Jan-08	0,63	0,52	0,44	0,54	0,72	0,79	0,61	0,58	0,60
Jan-08	1,02	1,02	1,07	0,99	0,95	0,88	0,88	0,80	0,95
Jan-08	0,37	0,39	0,31	0,37	0,45	0,43	0,37	0,49	0,40
Jan-08	0,49	0,46	0,44	0,46	0,50	0,48	0,45	0,65	0,49
Jan-08	1,46	1,28	1,33	1,35	1,49	1,47	1,52	1,30	1,40
Jan-08	1,53	1,60	1,69	1,67	1,58	1,48	1,60	1,54	1,59
Jan-08	1,87	1,81	1,92	1,96	2,03	1,90	2,01	1,86	1,92
Jan-07	0,99	0,97	0,87	0,98	1,09	1,08	1,10	1,28	1,04
Jan-07	1,29	1,27	1,13	1,18	1,19	1,25	1,25	1,30	1,23
Jan-07	0,55	0,61	0,57	0,53	0,50	0,56	0,50	0,70	0,56
Jan-07	1,39	1,40	1,30	1,31	1,24	1,17	1,19	1,06	1,26
Jan-07	0,84	0,87	0,87	0,82	0,71	0,68	0,72	0,79	0,79
Jan-07	0,99	1,04	1,08	0,97	0,86	0,92	0,90	0,89	0,96
Jan-07	0,47	0,45	0,48	0,45	0,48	0,54	0,44	0,74	0,51
Jan-07	0,76	0,78	0,80	0,74	0,76	0,66	0,66	0,60	0,72
Jan-07	1,01	1,07	1,15	1,11	0,98	0,98	1,02	0,89	1,03
Jan-07	1,27	1,19	1,22	1,31	1,41	1,31	1,29	1,30	1,29
Jan-07	1,11	1,19	1,29	1,20	1,14	1,06	1,24	1,17	1,17
Jan-07	2,22	2,00	1,97	2,14	2,34	2,40	2,42	2,40	2,24

Figur 56 Her kan man se vindens energiindhold månedsvist for de 8 områder dette beregnes for.

Årsprod.

Start	ENS-stamdata	EMD ekstra	DV-stamoplysninger	Vindindeks	Årsprod.	Månedsprod.	Økonomi-stamdata	Økonomi-driftsdata
Møllenummer (ENS)		570715000000012617		Effekt (kW)	600			
Dato opr. nettilslutning		12-06-1996		Fabrikat	Neg Micon			
Dato, evt. afmeldt				Kommune	Ålborg			

År	Årsproduktion (kWh/år)	Vindindeks (region)	VKP (kWh/år)	Relativ til EMD VKP
2008	1.257.877	97 % (4)	1.299.225	1,00
2007	1.356.589	106 % (4)	1.279.112	0,98
2006	1.075.247	84 % (4)	1.280.474	0,98
2005	1.171.299	94 % (4)	1.247.479	0,96
2004	1.281.809	96 % (4)	1.330.502	1,02
2003	1.151.781	87 % (4)	1.329.169	1,02
2002	1.268.647	96 % (4)	1.326.164	1,02
2001	1.208.926	89 % (4)	1.360.376	1,05
2000	1.365.854	107 % (4)	1.279.879	0,98
1999	1.235.286	96 % (4)	1.284.321	0,99
1998	1.313.400	110 % (4)	1.193.935	0,92
1997	1.233.700	101 % (4)	1.218.817	0,94
1996	522.700	90 % (4)	578.636	0,44

Figur 57 Her ses den konkrete vindmøllers års produktioner fra Stamdata register sammen med vindindeks for regionen og den vindindeks korrigerede produktion (VKP). De enkelte års VKP vises relativt til den forventede langtids VKP som EMD beregner ca. 1 gang om året baseret på alle månedsproduktioner fra 2002 og frem. Dvs. man kan se hvor godt de enkelte år har været korrigeret med vindindeks sammenholdt med forventet langtidsproduktion.

Månedspod.

Start	ENS-stamdata	EMD ekstra	DV-stamoplysninger	Vindindeks	Årsprod.	Månedspod.	Økonomi-stamdata	Økonomi-driftsdata
Møllenummer (ENS)		570715000000012617		Effekt (kW)		600		
Dato opr. nettilslutning		12-06-1996		Fabrikat		Neg Micon		
Dato, evt. afmeldt				Kommune		Ålborg		

År-Måned	Månedproduktion (kWh/måned)	Vindindeks (region)	VKP (kWh/år)	Relativ til EMD VKP
2008-12	78.207	73 % (4)	1.292.978	0,99
2008-11	124.427	122 % (4)	1.228.512	0,94
2008-10	126.967	108 % (4)	1.405.902	1,08
2008-09	68.484	56 % (4)	1.473.352	1,13
2008-08	76.222	70 % (4)	1.300.568	1,00
2008-07	49.468	54 % (4)	1.102.731	0,85
2008-06	103.543	99 % (4)	1.258.164	0,97
2008-05	37.650	37 % (4)	1.221.195	0,94
2008-04	49.821	46 % (4)	1.286.837	0,99
2008-03	145.598	135 % (4)	1.297.820	1,00
2008-02	181.862	167 % (4)	1.307.429	1,00
2008-01	215.630	196 % (4)	1.322.727	1,02
2007-12	93.377	98 % (4)	1.142.848	0,88
2007-11	116.127	118 % (4)	1.182.666	0,91
2007-10	56.001	53 % (4)	1.263.094	0,97
2007-09	137.432	131 % (4)	1.260.074	0,97
2007-08	100.543	82 % (4)	1.480.042	1,14
2007-07	114.102	97 % (4)	1.415.374	1,09
2007-06	50.365	45 % (4)	1.338.644	1,03
2007-05	55.425	74 % (4)	902.640	0,69
2007-04	118.451	111 % (4)	1.276.596	0,98
2007-03	134.455	131 % (4)	1.235.296	0,95
2007-02	160.222	120 % (4)	1.601.034	1,23
2007-01	220.091	214 % (4)	1.236.531	0,95
2006-12	185.124	161 % (4)	1.375.587	1,06
2006-11	140.669	146 % (4)	1.158.477	0,89
2006-10	78.956	73 % (4)	1.291.320	0,99
2006-09	77.656	85 % (4)	1.092.565	0,84
2006-08	44.708	35 % (4)	1.551.750	1,19
2006-07	43.079	35 % (4)	1.460.010	1,12

Figur 58 Tilsvarende som figuren før denne, men på månedsniveau.

Økonomi-stamdata								
Start	ENS-stamdata	EMD ekstra	DV-stamoplysninger	Vindindeks	Årsprod.	Månedspred.	Økonomi-stamdata	Økonomi-driftsdata
Møllennummer (ENS)	570715000000012617	Effekt (kW)	600					
Dato opr. nettilslutning	12-06-1996	Fabrikat	Neg Micon					
Dato, evt. afmeldt		Kommune	Ålborg					
Kun TURNKEY pris kendes: <input checked="" type="checkbox"/> (Hvis kun samlet projektpris kendes)								
	Priser i DKK excl. moms for EN mølle	Vejledning						
		GENERELT: Er mølle en del af en park/klynge, tages forholdsmæssige tal for hver mølle						
TURNKEY pris	5.200.000							
Vindmølle		Incl. opstilling, indkøring og mølletransformer						
Fundament								
Fjernovervågning								
Elinstallation_Net		Betaling til netselskab for "overordnet nettilslutning"						
Elinstallation_Lokal		Betaling for det lokale net ved mølle						
Jord		Kun engangsbeløb til køb/erstatning medtages						
Vej								
Finansiering (byggerenter)		KUN byggerenter ol.						
Projudvikling/rådgivning		F.eks. VVM og andre omkostninger til projektudvikler						
Forsikring, betalt forud		Forudbetalt forsikring, husk antal år herunder						
Antal år forsikring er betalt for								
Service, betalt forud		Forudbetalt service, husk antal år herunder						
Antal år service er betalt for								
Skrotbeviser								
Andet								
Andet_Beskriv								
Anlægstilskud								
Kommentar								
SUM	5.200.000	8.667	DKK / kW					
<input type="button" value="GEM"/> <input type="button" value="Fortryd"/>								

Figur 59 Stam økonomi oplysninger. Programmet regner selv nøgletallet "kr/kW" ud. Der kan vælges at indtaste detaljeret budget eller blot samlet "turn key" pris.

Økonomi-driftsdata												
Start	ENS-stamdata	EMD ekstra	DV-stamoplysninger	Vindindeks	Årsprod.	Månedspod.	Økonomi-stamdata	Økonomi-driftsdata				
Møllenummer (ENS)		570715000000012617		Effekt (kW)		600						
Dato opr. nettilslutning		12-06-1996		Fabrikat		Neg Micon						
Dato, evt. afmeldt				Kommune		Ålborg						
DRIFTSOMKOSTNINGER: alle beløb er DKK excl. moms												
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> Indsæt data fra clipboard (Vis instruktion) </div>												
År	Reparation Beløb	Service Beløb	Forsikring Beløb	Adm Beløb	Jordleje Beløb	Andet Beløb	SUM	Øre/kWh	Tekst 'andet' mv.	Udetid timer	Kilde:	Produktion kWh
2008	11.370	25.000	31.185	16.544	2.940	0	87.039	6,9				1.257.877
2007	28.243	25.000	30.468	19.262	0	0	102.973	7,6				1.356.589
2006	47.398	25.000	30.412	19.257	0	0	122.067	11,4				1.075.247
2005	59.624	25.000	30.679	20.045	0	0	135.348	11,6				1.171.299
2004	36.081	25.000	30.527	25.187	0	5.800	122.595	9,6	Teknisk kor			1.281.809
2003	12.961	25.000	29.251	29.210	0	0	96.422	8,4				1.151.781
2002	1.431	25.000	31.416	28.457	0	0	86.304	6,8				1.268.647
2001	19.184	25.000	29.199	25.848	0	0	99.231	8,2				1.208.926
2000	16.120	25.000	27.105	26.790	0	0	95.015	7,0				1.365.854
1999	1.600	25.000	26.400	31.658	0	0	84.658	6,9				1.235.286
1998	600	25.000	25.600	28.955	0	0	80.155	6,1				1.313.400
1997	0	25.000	26.750	16.941	0	0	68.691	5,6				1.233.700
1996	0	0	0	0	0	0	0	0,0				522.700
Vejledning: <div style="float: right; text-align: right;"> <input type="button" value="GEM"/> <input type="button" value="Fortryd"/> </div> <p>Reparation KUN beløb betalt af møllejer (ikke forsikring) - medtag i det år det indgår i driftsregnskab (typisk faktureringsår)</p> <p>Service Kun serviceordning - resten i forudgående felt. Hvis forudbetalt ved køb, medtages den andel der hører til aktuelt år, f.eks. ½ del hvis 2 års forudbetaling.</p> <p>Forsikring Hvis forudbetalt ved køb medtages den andel der hører til aktuelt år, f.eks. 1/5 del hvis 5 års forudbetaling. Hvis SFGO pakke deles 50%</p>												

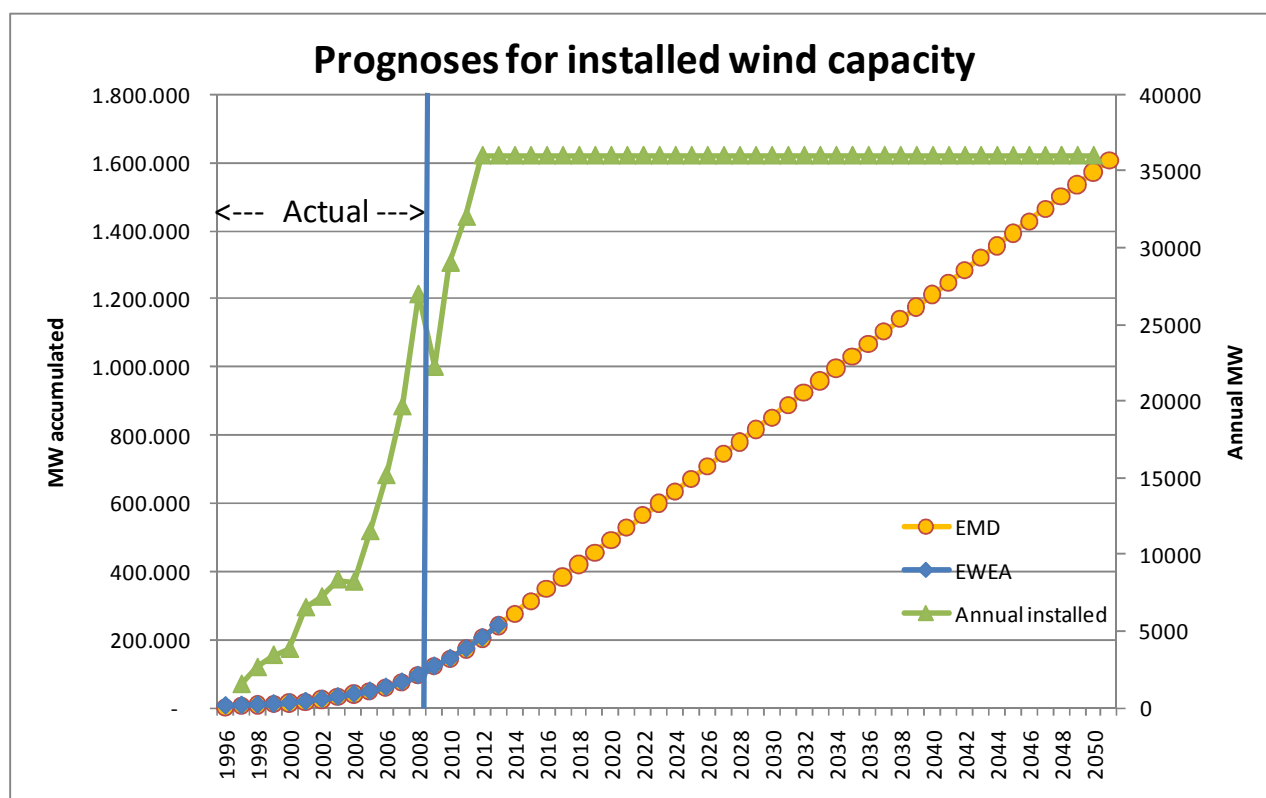
Figur 60 Endelig driftsomkostningerne år for år. Disse pares med produktionsdata fra Stamdata register, så man kan se omkostninger i øre/kWh. Har man data i et regneark arrangeret som de første 6 kolonner og med årene sorteret som vist ovenfor med det nyeste år i listen øverst, kan man kopiere data til udklipsholder og indsætte alle data i én operation. Man kan godt fx indsætte blot det seneste år ved kun at kopiere 1 linje i regnearket.

Appendix 2: Data for the Danish energy technology catalogue

For model simulations of the entire Danish energy system, a catalogue, “Technology Data for Energy Plants”, with performance and cost data for several energy technologies is maintained by the Danish Energy Agency and Energinet.dk.

Based on this projects findings, we here give our recommendations for the 2010 update regarding wind energy.

While the catalogue covers until 2050, we have to establish assumptions going beyond the EWEA prognoses used in the learning curve chapter. These are as follow:



Figur 61 The expected development in installed capacity. These figures are for the world, but follow for 2020 and 2030 the same expansion rates as EWEA gives for EU. Weather saturation in increase in installed capacity will be seen from 2012 is difficult to judge, but it is also difficult to judge if the increase 2010-2012 as estimated by EWEA will be seen due to the financial crises. All in all the expansion rate will depend very much on the politics and the global energy costs.

	Increase factors		Learning rate:	6,70%
period	EMD/EWEA-World	EWEA-EU	Cost reduction /MW	
2010-20	3,1	2,8	13,9%	1,21%
2020-30	1,7	1,7	4,6%	5,0%
2030-50	1,8		5,4%	

Based on the previous graph, the increase factors 2010-20 etc. can be calculated. Paired with the learning rate expectations, the expected cost reductions can be calculated as seen in the table. These figures are used as calibration factors for the expected future costs for wind energy projects in Denmark. Note Denmark has special conditions, like free grid connection, so the costs in other countries must be expected as higher.

On shore wind projects development DK, December 2009 review

Technology	Large turbines on land				
	2010	2020	2030	2050	Notes
Generating capacity for one turbine (MW)	2,5	3,5	3,5	3,5	1
Rotor diameter (m)	95	117	120	120	1
Hub height (m)	80	90	90	90	1
Total height (m)	127,5	148,5	150	150	1
Annual generated electricity (MWh/y per MW)	2850	3100	3200	3250	2
Availability (%)	97	98	98	98	6
Technical life time (years)	20	20	25	30	3
Construction time (years)	1,5	1,5	1,5	1,5	
Environment					
Noise at nearest neighbor, open land (DK-2007)	44 dbA @ 8 m/s and 42 dbA @ 6 m/s - wind speed refer to 10m a.g.l.				4
Flicker, max hours/year at nearest neighbor "real case"	10 hour - not by law, but "best practice"				
Financial data					
Project cost *) (M€/MW)	1,4	1,25	1,22	1,16	5
O&M (€/MWh)	13	12	11,5	11	6

*) The onshore project cost includes all project costs, turbine, installation, grid connection, scada, civil works, finance, project development, EIA etc. NOT included is eventual compensation to neighbors and buy out of existing turbines that must be removed to get permission for the new project. Main grid connection in Denmark are provided with no additional cost for the project owner based on law – so costs are not included.

Notes on shore figures

1) The turbine size is estimated to increase further the coming 10 years, but for most sites an upper limit will be seen, partly due to air traffic, but also due to environmental impact.

2) The AEP is expected to increase further due to more increased hub height and lower specific power from 2010 to 2020. After 2020 only marginal improvement is expected by technological refinements.

3) The life time is expected increased while there no longer will be basis for repowering with larger turbines - therefore it is expected that increase of lifetime will be a major improvement, which also better design tools allow for.

4) The noise regulations will probably be more flexible in future with more advanced operation modes that will turn turbine in noise reduced mode at specific climatic conditions like wind direction, extreme stability etc.

5) The cost reduction are approximations based on learning curve findings (6.7% reduction per doubling of WTG capacity) - but where we look at the average cost per MW and per rotor area instead of just the MW to compensate for the expected change in larger rotors pr. MW. See separate description of expected capacity increase.

6) A similar improvement to investment cost is expected for O&M cost, where more intelligent maintenance programs and improved components are expected. These also lead to slightly improved availability. The cost reductions are not expected to develop so fast in the first decade due to build in time delay for this type of costs.

Key figures on shore	2010	2020	2030	2050	Notes
Spec. power (W/m ²)	352,7	325,5	309,5	309,5	
Spec power decrease		7,7%	4,9%	0,0%	
Production increase		8,8%	3,2%	1,6%	k1
Cost reduction per MW		10,7%	2,4%	4,9%	
Proj.cost per rotor area (€/m ²)	494	407	378	359	
WTG cost per rotorA (by 80%)	395	326	302	287	
Cost reduction pr rotor area		17,6%	7,2%	4,9%	
Cost red. avg rotor area & MW)		14,2%	4,8%	4,9%	k2
Project cost per €/MWh	491	403	381	357	
Cost reduction per MWh		17,9%	5,5%	6,4%	k3
O&M cost reduction		7,7%	4,2%	4,3%	
Costs in DKK					
Project costs (Mkr/MW)	10,4	9,3	9,1	8,6	
WTG cost Mio.Dkk/MW (by 80%)	8,3	7,5	7,3	6,9	
O&M (øre/kWh)	9,7	8,9	8,6	8,2	

The reduction percentages always refer to previous column.

Notes to key figures on shore

k1) The production increase are related to specific power decrease and hub height increase. The available sites are assumed in average "as is", due to continuous repowering and the fact that the larger hub heights makes the sites less different in wind resource.

k2) This figure is used for calibrating the cost decrease expectations by pairing with learning rate and expected capacity increase.

k3) The difference in cost reduction pr. MWh and per MW & Rotor Area match well the findings by learning curves, where 6.7% learning rate were expected pr MW, round 10% were expected per MWh.

Offshore wind projects development DK, December 2009 review

Technology	Offshore wind turbines				
	2010	2020	2030	2050	Notes
Generating capacity for one turbine (MW)	3	5	8	10	
Rotor diameter (m)	97	130	170	195	
Hub height (m)	75	95	115	130	
Total height (m)	123,5	160	200	27,5	
Annual generated electricity (MWh/y per MW)	3800	4200	4400	4500	
Availability (%)	96	97	97	98	
Technical life time (years)	20	20	25	30	
Construction time (years)	3	3	3	3	
Environment					
Noise at nearest neighbor, open land (DK-2007)	As on shore, but calculated with a different terrain reduction.				
Free distance sea to rotor	26,5	30	30	32,5	
Financial data					
Project cost **) (M€/MW)	2,6	2,3	2,15	2	
O&M (€/MWh)	18	16	15	14	

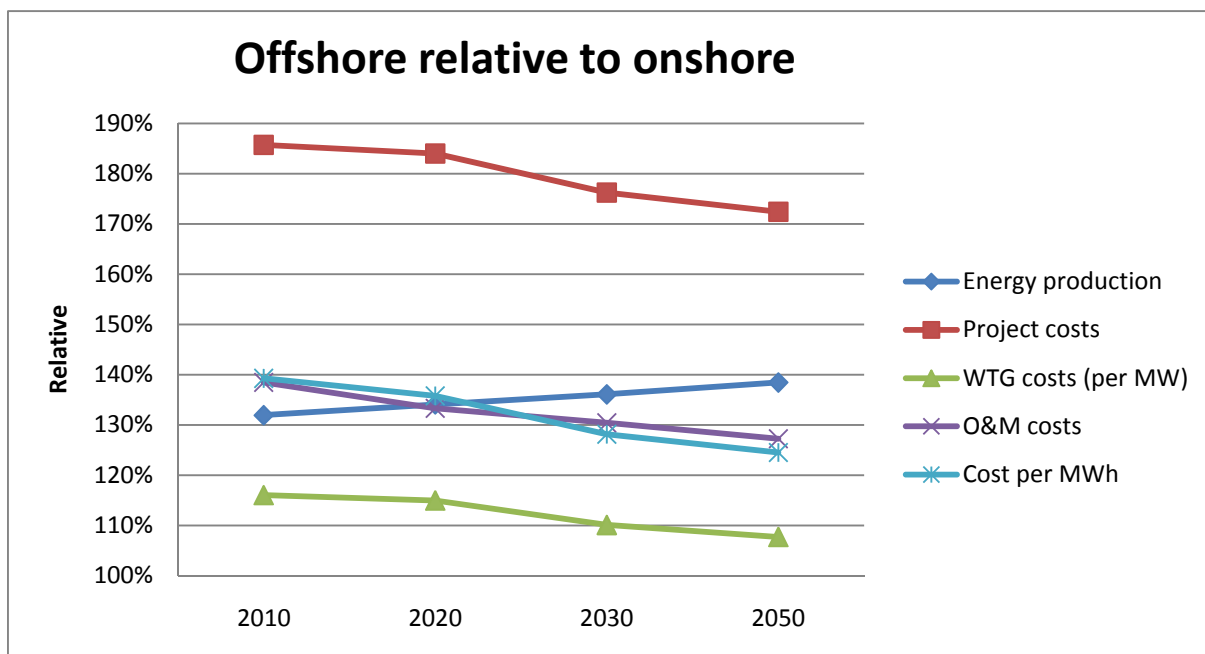
**) Project costs includes all except finance costs. Included is grid connection costs, as well main transformer offshore as connection to nearest substation on land with sufficient capacity – this cost element is one of the major variables in the costs.

Key figures off shore	2010	2020	2030	2050	No tes
Spec. power (W/m ²)	406,0	376,7	352,5	334,8	
Spec power decrease		7,2%	6,4%	5,0%	
Production increase		10,5%	4,8%	2,3%	
Cost reduction per MW		11,5%	6,5%	7,0%	
Proj.cost per rotor area (€/m ²)	1.056	866	758	670	
WTG cost per rotorA (by 50%)	528	433	379	335	
Cost reduction pr rotor area		17,9%	12,5%	11,6%	
Cost red. avg rotor area & MW)		14,7%	9,5%	9,3%	
Project cost per €/MWh	684	548	489	444	
Cost reduction per MWh		20,0%	10,8%	9,0%	
O&M cost reduction		11,1%	6,2%	6,7%	
Costs in DKK					
Project costs (Mkr/MW)	19,4	17,1	16,0	14,9	
WTG cost Mio.Dkk/MW (by 50%)	9,7	8,6	8,0	7,5	
O&M (øre/kWh)	13,4	11,9	11,2	10,4	

For offshore development, there is a much larger development potential, partly while the large scale offshore development just are at a beginning stage, partly while there are no similar size limitations to onshore. But we cannot as for onshore development relate the expected development direct to learning curve experience. The data basis is far too weak for this at present. Also the project conditions are very different even within Denmark. The wind conditions are better in the North Sea than in the "inner waters", but like the wave conditions and thereby the access options then also poorer. Issues like water depths makes a difference and even more the grid access, where the costs for getting the power to nearest onshore grid point of needed capacity are a high cost.

All in all there are good reasons to believe that offshore projects will improve competitiveness to onshore in the long run, but still not be more feasible at Danish conditions. So the figures given here are much based on the onshore but given the expected improvements mainly in size and thereby also in production. Below comparison of the key figures where offshore related to onshore are shown.

Offshore/Onshore	2010	2020	2030	2050
Energy production	132%	134%	136%	138%
Project costs	186%	184%	176%	172%
WTG costs (per MW)	116%	115%	110%	108%
O&M costs	138%	133%	130%	127%
Cost per MWh	139%	136%	128%	125%



Figur 62 The offshore development estimates are here compared to the onshore estimates. As seen it is expected that offshore projects gets slightly more competitive to onshore projects due to the larger development potential offshore, partly while there offshore are less technology limits (size) and partly while there are more improvement options, especially in the installation technology.

ISBN 978-87-993698-0-5

